

# PLANEJAMENTO INTEGRADO DE SISTEMAS MULTIÁREA COM RESTRIÇÕES DE ENERGIA E DE CONFIABILIDADE: UMA ABORDAGEM VIA PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA

MARCIANO MOROZOWSKI FILHO

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

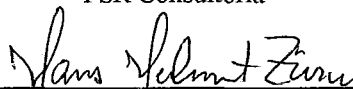
Aprovada por:



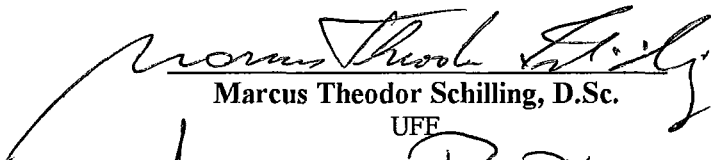
Clóvis Caesar Gonzaga, D.Sc.  
COPPE/UFRJ  
(Presidente)



Mário Veiga Ferraz Pereira, D.Sc.  
PSR Consultoria



Hans Helmuth Zürn, Ph.D.  
UFSC

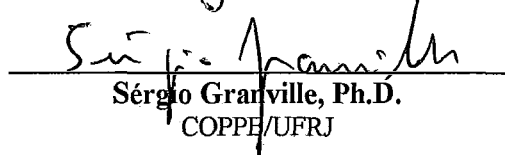


Marcus Theodor Schilling, D.Sc.

UFF



Adriano José Pires Rodrigues, Dr.  
COPPE/UFRJ



Sérgio Granville, Ph.D.  
COPPE/UFRJ

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

Janeiro de 1995

MARCIANO NOROZOWSKI FILHO

À minha esposa, Marilena

Aos meus filhos, Gustavo, Breno e Juliana

Aos meus pais, Marciano e Lourdes

## AGRADECIMENTOS

Ao Engenheiro Mário Veiga Ferraz Pereira e ao Professor Clóvis Gonzaga, pela orientação, amizade e estímulo.

Aos colegas do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC, que viabilizaram meu afastamento para os trabalhos de doutorado, em particular aos Professores Hans H. Zürn, Luís Gonzaga S. Fonseca e Jorge Coelho, que supriram minha ausência, como docente, no curso de Engenharia Elétrica.

Aos amigos Marcus Theodor Schilling, Dorel Soares Ramos e Edson Luiz da Silva, pelo constante estímulo e proveitosas discussões ao longo de nossa vida profissional.

Aos amigos do Cepel, pelo apoio e hospitalidade durante o tempo em que ali permaneci como pesquisador e doutorando.

Aos colegas da Eletrosul, com quem tive oportunidade de compartilhar dúvidas e encontrar soluções para importantes problemas de planejamento.

À Nora Campodónico Viacava, pelo apoio na implementação do modelo computacional.

Ao Gustavo, ao Breno e à Juliana, pela dedicação e apoio nos momentos mais difíceis deste trabalho, e por terem suportado com paciência minha longa ausência durante o período de elaboração da tese.

Finalmente, à Marilena, cuja constante presença, carinho e dedicação superaram todas as expectativas e viabilizaram a conclusão com sucesso deste trabalho de pesquisa.

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

## **PLANEJAMENTO INTEGRADO DE SISTEMAS MULTIÁREA COM RESTRIÇÕES DE ENERGIA E DE CONFIABILIDADE: UMA ABORDAGEM VIA PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA**

**MARCIANO MOROZOWSKI FILHO**

**Orientadores: Mário Veiga Ferraz Pereira  
Clóvis Caesar Gonzaga**

**Programa: Engenharia de Sistemas e Computação**

Esta tese apresenta uma nova metodologia para o planejamento integrado de sistemas de energia elétrica interligados, que permite considerar, simultaneamente, restrições de energia e de confiabilidade, com base em técnicas de decomposição matemática. A solução do problema de otimização tira proveito da estrutura do problema de planejamento da expansão de sistemas de energia elétrica, visando à utilização de algoritmos especializados e muito eficientes para cada subproblema.

Apresenta-se inicialmente a estrutura básica do problema de planejamento e a possibilidade de explorar esta estrutura com apoio do método de decomposição de Benders. A estrutura do problema descrito permite decompô-lo em dois subproblemas: investimento e operação.

O subproblema de investimento tem por objetivo a determinação de propostas de obras, tais como usinas e interligações, bem como as respectivas datas de entrada em operação. Esse subproblema tem como característica principal sua natureza combinatorial. Este subproblema é modelado como um problema de programação inteira mista e resolvido por um algoritmo de *branch and bound*.

O subproblema de operação tem por objetivo a determinação do valor esperado do custo de operação para cada proposta de investimento. Esse subproblema compreende aspectos energéticos e aspectos de confiabilidade. O subproblema energético é estocástico, multiperíodo, não separável e linear. O algoritmo de solução deste subproblema fornece o plano de operação hidrotérmica ótimo a longo prazo, levando em conta a aleatoriedade das aflúncias, a existência de reservatórios plurianuais, a diversidade da demanda e restrições de transmissão. O subproblema de confiabilidade leva em conta as falhas de unidades geradoras e de interligações, a perda de potência por deplecionamento dos reservatórios e a diversidade da demanda. O algoritmo de solução fornece o mínimo corte de carga para cada configuração do sistema e é resolvido por um eficiente método de integração direta.

A integração entre os subproblemas é feita através de um procedimento iterativo que fornece informações sobre as consequências das decisões de investimento no valor esperado do custo de operação, obtidas da solução do subproblema de operação energética e do valor esperado dos custos de interrupção, obtidos da solução do subproblema de confiabilidade multiárea.

Apresenta-se uma aplicação do modelo desenvolvido a um sistema de grande porte, baseado na configuração do sistema interligado Sul-Sudeste, comprovando os benefícios do planejamento integrado, em contraste com as abordagens especializadas tradicionais.

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

**INTEGRATED PLANNING OF MULTIAREA SYSTEMS WITH  
ENERGY AND RELIABILITY CONSTRAINTS: A STOCHASTIC  
PROGRAMMING APPROACH**

**MARCIANO MOROZOWSKI FILHO**

**Thesis Supervisors: Mário Veiga Ferraz Pereira  
Clóvis Caesar Gonzaga**

**Department: Systems and Computer Engineering**

This thesis presents a new stochastic programming approach for integrated power system planning, that takes into account, simultaneously, energy and reliability constraints. The solution of the optimization problem takes advantage of the special structure of the expansion planning problem, using a decomposition procedure to break down the overall planning problem into an investment subproblem (the master) and an operation subproblem (the slave). The operation subproblem is further decomposed into two subproblems: an hydrothermal operation costing problem and a multiarea reliability problem.

The solution approach takes each subproblem separately and applies specialized algorithms to each of them. Thus, the investment subproblem is formulated as a mixed-integer optimization problem, with logical and resources constraints associated to the set of investment projects. This subproblem is solved by a conventional branch-and-bound algorithm.

The hydrothermal operation subproblem is a stochastic, multiperiod, non - separable and linearized formulation. The solution algorithm takes into account inflow stochasticity, plurianual regulation reservoirs, energy consumption diversity and interchange constraints. The multiarea reliability subproblem takes into account the random generator and circuit outages, the loss of head due to reservoir depletion, as well as load diversity. The solution algorithm gives the minimum load shedding through an efficient integration method.

The interaction between the subproblems is done through an iterative procedure whereby the investment (master) subproblem establishes a trial expansion schedule that takes into account resource limitations and logical constraints. This trial schedule is then evaluated by both the operation and the reliability subproblems, which generates further constraints (Benders cuts), that are added to the master problem. The new master problem is re-solved, a new trial schedule is sent to the subproblems, until convergence occurs.

The model has been applied to make specialized and integrated expansion plans for a realistic, large scale Brazilian electrical system, showing promising results for the integrated expansion model, in contrast with the traditional specialized approaches.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1-1</b>
<b>2. ASPECTOS RELEVANTES NO ESTUDO DE INTERLIGAÇÕES</b>	<b>2-1</b>
<b>2.1 Funções das Interligações</b>	<b>2-1</b>
<b>2.2 Estágios de Evolução das Interligações</b>	<b>2-2</b>
2.2.1 Interligações Internacionais e Regionais	2-3
2.2.2 Interligações Locais	2-4
2.2.3 Aspectos Institucionais	2-5
<b>2.3 Tendências no Desenvolvimento de Interligações</b>	<b>2-6</b>
2.3.1 Perspectivas das Interligações Internacionais	2-6
2.3.2 Perspectivas das Interligações Regionais	2-7
2.3.3 Perspectivas das Interligações Locais	2-10
2.3.4 Considerações Adicionais	2-13
<b>2.4 Conclusões</b>	<b>2-14</b>
<b>3. METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA</b>	<b>3-1</b>
<b>3.1 Introdução</b>	<b>3-1</b>
<b>3.2 Metodologia de Planejamento: Estrutura Atual</b>	<b>3-2</b>
<b>3.3 Modelos: Especialização x Integração</b>	<b>3-5</b>
<b>3.4 Planejamento da Expansão da Geração</b>	<b>3-6</b>
<b>3.5 Limitações da Metodologia Atual</b>	<b>3-7</b>
3.5.1 Aspectos de Investimento	3-7
3.5.2 Aspectos de Remuneração	3-11
3.5.3 Aspectos de Confiabilidade	3-13
<b>3.6 Conclusões</b>	<b>3-15</b>
<b>4. PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES: METODOLOGIAS</b>	<b>4-1</b>
<b>4.1 Horizontes de Planejamento</b>	<b>4-1</b>
<b>4.2 Planejamento a Longo Prazo</b>	<b>4-2</b>
<b>4.3 Planejamento a Médio Prazo</b>	<b>4-4</b>
<b>4.4 Planejamento a Curto Prazo</b>	<b>4-8</b>
<b>4.5 Conclusões</b>	<b>4-9</b>

<b>5. PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES: CRITÉRIOS</b>	<b>5-1</b>
<b>5.1 Problema Básico</b>	<b>5-1</b>
5.1.1 Operação de Sistemas Interligados	5-1
5.1.2 Expansão de Sistemas Interligados	5-5
5.1.3 Estrutura Temporal dos Fatores	5-6
<b>5.2 Influência dos Critérios de Confiabilidade</b>	<b>5-7</b>
5.2.1 Critérios de Potência	5-8
5.2.2 Critérios de Energia	5-11
<b>5.3 Compatibilização dos Critérios de Confiabilidade</b>	<b>5-12</b>
5.3.1 Antecedentes e Escopo	5-13
5.3.2 Compatibilização Qualitativa	5-15
5.3.3 Compatibilização Quantitativa	5-17
<b>5.4 Aspectos de Implementação</b>	<b>5-20</b>
5.4.1 Análise Paramétrica	5-21
5.4.2 Análise Marginal	5-23
5.4.3 Análise Global	5-24
<b>5.5 Conclusões</b>	<b>5-25</b>
<b>6. PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES: MODELOS</b>	<b>6-1</b>
<b>6.1 Evolução dos Modelos de Planejamento</b>	<b>6-1</b>
6.1.1 Tipologia dos Modelos de Planejamento	6-2
6.1.2 Modelos Semi-estáticos	6-3
6.1.3 Modelos Dinâmicos	6-4
6.1.4 Restrições de Confiabilidade	6-4
6.1.5 Técnicas de Decomposição	6-5
6.1.6 Restrições de Energia	6-7
6.1.7 Cadeia Hierárquica de Modelos	6-9
<b>6.2 Análise dos Modelos para Planejamento</b>	<b>6-11</b>
<b>6.3 Modelo para Planejamento Integrado</b>	<b>6-13</b>
<b>6.4 Estrutura Computacional</b>	<b>6-16</b>
6.4.1 Módulo de Investimentos	6-16
6.4.2 Módulo de Análise da Operação	6-17
6.4.3 Módulo de Análise de Confiabilidade	6-18
<b>7. MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO: CONCEITUAÇÃO</b>	<b>7-1</b>
<b>7.1 Análise do Problema de Planejamento</b>	<b>7-1</b>
<b>7.2 Método de Decomposição de Benders</b>	<b>7-3</b>
<b>7.3 Extensão para Problemas Estocásticos</b>	<b>7-9</b>
<b>7.4 Análise do Subproblema de Investimento</b>	<b>7-11</b>
7.4.1 Caracterização dos Projetos de Investimento	7-11
7.4.2 Avaliação dos Projetos de Investimento	7-13
7.4.3 Seleção dos Projetos de Investimento	7-15

7.4.4 Hierarquia nas Decisões de Investimento	7-16
7.4.5 Representação das Restrições Financeiras	7-17
7.4.6 Efeitos das Restrições Financeiras	7-19
<b>7.5 Análise do Subproblema de Operação</b>	<b>7-20</b>
7.5.1 Hierarquia no Subproblema de Operação	7-21
7.5.2 Representação do Sistema: Nível Planta	7-23
7.5.3 Representação do Sistema: Nível Área	7-24
7.5.4 Representação do Sistema: Nível Multiárea	7-26
7.5.5 Representação da Demanda	7-28
7.5.6 Representação de Incertezas Operativas	7-29
7.5.7 Efeito das Incertezas sobre as Decisões de Operação	7-31
7.5.8 Custos de Adaptação do Consumidor	7-32
7.5.9 Estrutura do Subproblema de Operação	7-34
<b>7.5 Conclusões</b>	<b>7-36</b>
<b>8. MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO: FORMULAÇÃO</b>	<b>8-1</b>
<b>8.1 Formulação do Subproblema de Investimento</b>	<b>8-1</b>
<b>8.2 Formulação do Subproblema de Operação</b>	<b>8-6</b>
8.2.1 Ativação dos Projetos de Investimento	8-6
8.2.2 Atualização do Modelo do Sistema Agregado	8-7
8.2.3 Formulação do Subproblema de Operação	8-12
8.2.4 Algoritmo de Solução	8-13
8.2.5 Obtenção do Corte de Benders	8-15
<b>8.3 Formulação do Subproblema de Confiabilidade</b>	<b>8-23</b>
8.3.1 Definições Básicas e Notação Matemática	8-24
8.3.2 Algoritmo Conceitual para Análise de Confiabilidade	8-25
8.3.3 Níveis Hierárquicos na Análise de Confiabilidade	8-27
8.3.4 Estado da Arte em Confiabilidade Multiárea	8-28
8.3.5 Metodologia para Análise de Confiabilidade	8-30
8.3.6 Cálculo de Índices de Confiabilidade	8-33
8.3.7 Cálculo de Índices de Sensibilidade	8-38
8.3.8 Métodos de Integração	8-40
8.3.9 Construção de Cortes de Benders	8-44
<b>8.4 Conclusões</b>	<b>8-55</b>
<b>9. MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO: APLICAÇÃO</b>	<b>9-1</b>
<b>9.1 Configuração do sistema</b>	<b>9-2</b>
9.1.1 Configuração do Sistema	9-2
9.1.2 Projetos de Investimento	9-4
9.1.3 Características das Usinas Hidroelétricas	9-6
9.1.4 Mercado de Energia Elétrica	9-8
9.1.5 Parâmetros Econômicos	9-9
9.1.6 Cenários Hidrológicos	9-10
<b>9.2 Expansão Especializada</b>	<b>9-11</b>
9.2.1 Expansão por Energia	9-11
9.2.2 Expansão por Potência	9-14



9.3 Expansão Integrada	9-17
9.4 Conclusões	9-21
<b>10. CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA</b>	<b>10-1</b>
10.1 Contribuições	10-1
10.2 Tópicos para Pesquisa	10-3
<b>11. REFERÊNCIAS</b>	<b>11-1</b>
<b>• ANEXO 1</b>	
<b>PUBLICAÇÕES E ESTUDOS RELACIONADOS AO TEMA DA TESE</b>	

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 - ESTRUTURA TÍPICA DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA .....	2-2
FIGURA 2.2 - EVOLUÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS .....	2-3
FIGURA 2.3 - EXPANSÃO DE SISTEMA DE PRODUÇÃO INDEPENDENTE .....	2-4
FIGURA 2.4 - MODELO MONOPOLÍSTICO INTEGRADO .....	2-11
FIGURA 2.4 - MODELO COMPETITIVO INTEGRADO .....	2-12
FIGURA 2.5 - NÍVEIS HIERÁRQUICOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO .....	2-13
FIGURA 3.1 - PLANEJAMENTO BASEADO NA CONFIABILIDADE .....	3-2
FIGURA 3.2 - FLUXO DE INFORMAÇÕES NO PLANEJAMENTO .....	3-3
FIGURA 3.3 - INTEGRAÇÃO DE MODELOS PARA PLANEJAMENTO .....	3-6
FIGURA 3.6 - DIMENSIONAMENTO ÓTIMO: ANÁLISE ESPECIALIZADA .....	3-9
FIGURA 3.7 - DIMENSIONAMENTO ÓTIMO: ANÁLISE INTEGRADA .....	3-10
FIGURA 3.8 - REMUNERAÇÃO DE CIRCUITOS DE TRANSMISSÃO .....	3-12
FIGURA 3.8 - INFLUÊNCIA DA CONFIABILIDADE SOBRE LIMITES DE INTERCÂMBIO .....	3-14
FIGURA 4.1 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES A LONGO PRAZO - METODOLOGIA .....	4-2
FIGURA 4.2 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES A LONGO PRAZO - MODELOS .....	4-4
FIGURA 4.3 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES A MÉDIO PRAZO - METODOLOGIA .....	4-6
FIGURA 4.4 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES A MÉDIO PRAZO - MODELOS .....	4-7
FIGURA 4.5 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES A CURTO PRAZO - METODOLOGIA .....	4-8
FIGURA 5.1 - SISTEMA BÁSICO NA OPERAÇÃO DE INTERLIGAÇÕES .....	5-1
FIGURA 5.2 - INFLUÊNCIA DO MODO OPERATIVO .....	5-2
FIGURA 5.3 - FATORES INFLUENTES NA CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO .....	5-3
FIGURA 5.4 - FATORES DETERMINANTES DA CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO DE ENERGIA .....	5-4
FIGURA 5.5 - SISTEMA BÁSICO PARA EXPANSÃO DE INTERLIGAÇÕES .....	5-5
FIGURA 5.6 - DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE INTERLIGAÇÕES .....	5-6
FIGURA 5.7 - MODOS DE FALHA E EFEITOS NO SUPRIMENTO DE POTÊNCIA .....	5-8
FIGURA 5.8 - EFEITO DO CRITÉRIO DE CONFIABILIDADE DE POTÊNCIA - CURTO PRAZO .....	5-10
FIGURA 5.9 - MODOS DE FALHA DE SUPRIMENTO DE ENERGIA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS .....	5-11
FIGURA 5.10 - EFEITO DO CRITÉRIO DE CONFIABILIDADE DE ENERGIA - CURTO PRAZO .....	5-12
FIGURA 5.11 - OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE .....	5-18
FIGURA 5.12 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES COM OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE .....	5-18
FIGURA 5.13 - PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO DE CRITÉRIOS .....	5-20
FIGURA 5.14 - PLANEJAMENTO INTEGRADO DE INTERLIGAÇÕES VIA ANÁLISE PARAMÉTRICA .....	5-22
FIGURA 6.1 - ESPECTRO DE ABORDAGENS DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO .....	6-2
FIGURA 6.4 - CADEIA HIERÁRQUICA DE MODELOS: EXPANSÃO ESPECIALIZADA .....	6-10
FIGURA 6.5 - PLANEJAMENTO DE SISTEMAS INTERLIGADOS: ESTRUTURA ATUAL .....	6-13
FIGURA 6.6 - PLANEJAMENTO DE SISTEMAS INTERLIGADOS: ESTRUTURA PROPOSTA .....	6-14
FIGURA 6.7 - CADEIA HIERÁRQUICA DE MODELOS: EXPANSÃO INTEGRADA .....	6-15
FIGURA 6.8 - MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO .....	6-16
FIGURA 6.9 - MÓDULO DE ANÁLISE DA OPERAÇÃO .....	6-17
FIGURA 6.10 - MÓDULO DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE .....	6-18
FIGURA 7.1 - ESTRUTURA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO .....	7-2
FIGURA 7.2 - PROCESSO DE DECISÃO EM DOIS ESTÁGIOS .....	7-3
FIGURA 7.3. GRÁFICO DA FUNÇÃO $w(x)$ .....	7-5
FIGURA 7.4 - ALGORITMO DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS .....	7-7
FIGURA 7.5 - ESQUEMA DE DECOMPOSIÇÃO PARA FORMULAÇÃO PROBABILÍSTICA .....	7-10
FIGURA 7.6 - VARIÁVEIS DE DECISÃO PARA O SUBPROBLEMA DE INVESTIMENTO .....	7-11
FIGURA 7.7 - CICLO DE VIDA DE UM PROJETO .....	7-13
FIGURA 7.8 - NÍVEIS HIERÁRQUICOS NO SUBPROBLEMA DE INVESTIMENTO .....	7-17
FIGURA 7.9 - EFEITO DO TETO DE INVESTIMENTOS .....	7-18

FIGURA 7.10 - EFEITOS DAS RESTRIÇÕES FINANCEIRAS: TETO DE INVESTIMENTOS .....	7-19
FIGURA 7.11 - EFEITO DAS RESTRIÇÕES FINANCEIRAS - CUSTOS ADICIONAIS .....	7-20
FIGURA 7.12 - COMPONENTES DO SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO .....	7-21
FIGURA 7.13 - NÍVEIS HIERÁRQUICOS NO SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO .....	7-22
FIGURA 7.14- ESTRUTURA DO SISTEMA EM CADA ÁREA .....	7-25
FIGURA 7.15 - CONSTRUÇÃO DO SISTEMA EQUIVALENTE .....	7-26
FIGURA 7.16 - DIVERSIDADE DAS AFLUÊNCIAS .....	7-27
FIGURA 7.17 - REPRESENTAÇÃO MULTIÁREA DE SISTEMAS INTERLIGADOS .....	7-28
FIGURA 7.18 - REPRESENTAÇÃO DO MERCADO .....	7-29
FIGURA 7.19 - PROCESSO DE DECISÃO NA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS .....	7-31
FIGURA 7.20 - CUSTO DE ADAPTAÇÃO DO CONSUMIDOR.....	7-33
FIGURA 7.21 - EFEITOS DE RACIONAMENTOS E INTERRUPÇÕES .....	7-35
FIGURA 8.1 - ESTRUTURA TEMPORAL DO SUBPROBLEMA DE INVESTIMENTO .....	8-1
FIGURA 8.2 - ATUALIZAÇÃO DO MODELO AGREGADO POR EXPANSÃO DO SISTEMA HIDROELÉTRICO .....	8-10
FIGURA 8.3 - MODELO DE FLUXO EM REDE PARA O SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO .....	8-13
FIGURA 8.4 - EXTENSÃO DO HORIZONTE DE ANÁLISE .....	8-14
FIGURA 8.5 - SELEÇÃO DAS SEQUÊNCIAS HIDROLÓGICAS .....	8-15
FIGURA 8.8 - ESTRUTURA DE SISTEMA MULTIÁREA .....	8-31
FIGURA 8.9 - REPRESENTAÇÃO FLUXO EM REDES DE SISTEMA MULTIÁREA.....	8-32
FIGURA 8.10 - MODOS DE FALHA NUM SISTEMA A DUAS ÁREAS .....	8-33
FIGURA 8.11 - CORTES NUM SISTEMA A DUAS ÁREAS .....	8-35
FIGURA 8.12 - ALGORITMO DE INTEGRAÇÃO DIRETA .....	8-43
FIGURA 9.1 - SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO.....	9-1
FIGURA 9.2 - SISTEMA EXISTENTE: CENTRAIS HIDROELÉTRICAS .....	9-2
FIGURA 9.3 - TENDÊNCIA ANUAL DO MERCADO DE ENERGIA .....	9-8
FIGURA 9.4 - SAZONALIDADE MENSAL DO MERCADO DE ENERGIA .....	9-8
FIGURA 9.5 - EXPANSÃO POR ENERGIA: EVOLUÇÃO DOS LIMITES DE CUSTO .....	9-12
FIGURA 9.6 - EXPANSÃO POR ENERGIA: EVOLUÇÃO DO GAP.....	9-12
FIGURA 9.7 - EXPANSÃO POR ENERGIA: TEMPOS DE PROCESSAMENTO.....	9-13
FIGURA 9.8 - EXPANSÃO POR POTÊNCIA: EVOLUÇÃO DOS LIMITES DE CUSTO.....	9-15
FIGURA 9.9 - EXPANSÃO POR POTÊNCIA: EVOLUÇÃO DO GAP .....	9-15
FIGURA 9.10 - EXPANSÃO POR POTÊNCIA: TEMPOS DE PROCESSAMENTO .....	9-15
FIGURA 9.11 - EXPANSÃO INTEGRADA: EVOLUÇÃO DOS LIMITES DE CUSTO .....	9-18
FIGURA 9.12 - EXPANSÃO INTEGRADA: EVOLUÇÃO DO GAP .....	9-18
FIGURA 9.13 - EXPANSÃO INTEGRADA: TEMPOS DE PROCESSAMENTO .....	9-19

## LISTA DE QUADROS

QUADRO 2.1 - INTERLIGAÇÕES REGIONAIS NO BRASIL.....	2-9
QUADRO 3.1 - CRITÉRIOS DE DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO.....	3-3
QUADRO 3.2 - TIPOS DE ESTUDOS REALIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO .....	3-4
QUADRO 3.3 - REMUNERAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES .....	3-11
QUADRO 3.4 - LIMITES DE INTERCÂMBIO SUL-SUDESTE (MW) - CARGA MÉDIA.....	3-13
QUADRO 4.1 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES - LONGO PRAZO.....	4-3
QUADRO 4.2 - MODELOS USADOS NO PLANEJAMENTO A LONGO-PRAZO .....	4-3
QUADRO 5.1 - ESTRUTURA TEMPORAL DOS FATORES DE INFLUÊNCIA .....	5-6
QUADRO 5.2 - ENFOQUE ESPECIALIZADO X ENFOQUE INTEGRADO.....	5-8
QUADRO 5.3 - CARACTERÍSTICAS DOS TIPOS DE CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE .....	5-17
QUADRO 5.4 - OTIMIZAÇÃO DE CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE .....	5-19
QUADRO 5.5 - CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE DE POTÊNCIA .....	5-19
QUADRO 5.6 - CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE DE ENERGIA.....	5-19
QUADRO 6.1 - CARACTERÍSTICAS DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO.....	6-2
QUADRO 7.1 - ALGORITMO DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS .....	7-6
QUADRO 7.2 - CRONOGRAMAS DE DESEMBOLSO TÍPICOS (% DO CUSTO TOTAL).....	7-12
QUADRO 7.3 - ESTRUTURA DOS PROBLEMAS DE DECISÃO .....	7-15
QUADRO 7.4 - MATRIZ DE ARREPENDIMENTOS.....	7-16
QUADRO 7.5 - MODELAGEM DO SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO.....	7-22
QUADRO 8.1 -CARACTERIZAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO .....	8-2
QUADRO 8.2 -CARACTERIZAÇÃO DOS CONJUNTOS DE USINAS HIDROELÉTRICAS .....	8-10
QUADRO 9.1 - SISTEMA HIDROELÉTRICO: CONFIGURAÇÃO INICIAL .....	9-3
QUADRO 9.2 - SISTEMA TERMOELÉTRICO: CONFIGURAÇÃO INICIAL .....	9-3
QUADRO 9.3 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: SISTEMA HIDROELÉTRICO .....	9-4
QUADRO 9.4 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: SISTEMA TERMOELÉTRICO .....	9-5
QUADRO 9.5 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: INTERLIGAÇÕES .....	9-5
QUADRO 9.6 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: PLANOS DE DESEMBOLSO .....	9-5
QUADRO 9.7 - CARACTERÍSTICAS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS .....	9-6
QUADRO 9.8 - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9-8
QUADRO 9.9 - CUSTOS DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO.....	9-9
QUADRO 9.10 - CUSTOS DE INTEGRAÇÃO POR ÁREA ELÉTRICA .....	9-9
QUADRO 9.11 - EXPANSÃO POR ENERGIA: RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA.....	9-11
QUADRO 9.12 - EXPANSÃO POR ENERGIA: CRONOGRAMA.....	9-13
QUADRO 9.13 - EXPANSÃO POR POTÊNCIA: RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA .....	9-14
QUADRO 9.14 - EXPANSÃO POR POTÊNCIA: CRONOGRAMA .....	9-16
QUADRO 9.15 - EXPANSÃO INTEGRADA: RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA .....	9-17
QUADRO 9.16 - EXPANSÃO INTEGRADA: CRONOGRAMA .....	9-20

## SIMBOLOGIA

$\bar{\alpha}_p$	valor esperado do custo de interrupção para o plano de expansão $p$
$\bar{\alpha}_E$	valor esperado do custo de operação para o plano de expansão $p$
$\bar{f}_{abt}$	limite de intercâmbio de potência da interligação $T_{ab}$ na etapa $t$
$\bar{g}_{it}$	limite de geração de potência da usina hidroelétrica $i$ na etapa $t$
$\bar{g}_j$	capacidade máxima de geração do projeto termoeletrico $j$
$\bar{g}_{jt}$	limite de geração de potência da usina termoeletrica $j$ na etapa $t$
$\bar{f}_k$	capacidade do projeto de interligação $k \in K_{ab}$
$\bar{V}_{mt}$	volume máximo do reservatório $m$ no estágio $t$
$\delta_{rq}$	função que indica se o arco $q$ pertence ao corte $r$
$\alpha$	estimativa do custo total de operação e de confiabilidade
$\xi$	vetor de variáveis aleatórias de estado de operação
$\mathcal{N}$	conjunto de arcos de geração e de interligação do grafo capacitado
$\alpha_E^h(x^p)$	mínimo custo de operação sob hidrologia $h$ e plano de expansão $p$
$\chi \in X_r$	estado do sistema pertencente ao modo de falha $X_r$
$\Phi(\chi)$	valor do fluxo máximo no estado $\chi$
$\Omega_a$	conjunto de áreas diretamente ligadas à área $a$
$\chi_a$	capacidade do arco de geração da área $a$
$\chi_{ab,do}$	subconjunto de circuitos de $T_{ab}$ disponíveis para operação
$\chi_{ab,up}$	subconjunto de circuitos de $T_{ab}$ indisponíveis para operação
$\gamma_{at}(x)$	fator de atualização da energia armazenada pela inclusão de usinas em $t+1$
$\alpha_E$	estimativa do custo de operação energética
$\alpha_P$	estimativa do custo de interrupções de suprimento
$\rho_i$	produtividade da usina hidroelétrica $i$
$\sigma_{mt}$	operador que define o estado do projeto de investimento $m$ no estágio $t$
$\chi_q$	capacidade do arco $q$ no estado $\chi$
$\beta_t$	fator de atualização
$A$	conjunto de áreas do sistema interligado
$a$	índice de área do sistema interligado
$c_{da}$	custo de déficit da área $a$
$c_{oa}$	custo incremental de operação da classe térmica $o$ da área $a$
$C_r(\chi)$	capacidade do corte $r$ no estado $\chi$ do sistema (MW)

$D$	demanda do sistema para um dado patamar de carga
$D_{at}$	demanda líquida (incluídas as perdas) na área $a$ na etapa $t$
$d_{at}$	demanda de potência na área $a$ na etapa $t$
$d_n$	$n$ -ésimo componente do vetor de demandas $d$ (MW)
$E_{X_r}$	expectância condicionada ao modo de falha $X_r$
$EA_{at}$	energia armazenada na área $a$ na etapa $t$
$EC_{at}$	energia afluente controlável à área $a$ na etapa $t$
$EF_{at}$	energia a fio d'água da área $a$ na etapa $t$
$EPNS^h$	expectância de potência não suprida condicionada à hidrologia $h$
$EPNS^i$	expectância de potência não suprida condicionada à não falha da unidade $i$
$EPNS^l$	expectância de potência não suprida condicionada ao patamar $l$
$ET_{at}$	energia turbinada pelo reservatório equivalente da área $a$ na etapa $t$
$F$	conjunto de usinas a fio d'água
$F_a$	conjunto de usinas a fio d'água da região $a$
$F_{ab}(\chi_{ab})$	capacidade de intercâmbio no estado $\chi_{ab}$ da interligação $T_{ab}$
$f_{abt}$	fluxo de potência da área $a$ para a área $b$ na etapa $t$
$g_{it}$	geração da usina hidroelétrica $i$ na etapa $t$
$g_{jt}$	geração da usina termoeétrica $j$ na etapa $t$
$G_{oat}$	geração da classe térmica $o$ da área $a$ na etapa $t$
$H$	conjunto de índices de condições hidrológicas
$i$	índice de usina hidroelétrica
$I_a$	conjunto de usinas hidroelétricas da área $a$
$I_{abt}$	fluxo de energia da área $a$ para a área $b$ na etapa $t$
$J \cap O_a$	conjunto de projetos de investimento da classe térmica $o$ na região $a$
$J_a$	conjunto de usinas termoeétricas da área $a$
$J_i$	conjunto de usinas a jusante da usina $i$
$K_{ab}$	conjunto de projetos de reforço associados à interligação $T_{ab}$
$K_{ab}$	conjunto de projetos de reforço da interligação $T_{ab}$
$L$	conjunto de índices de patamares de carga
$LOLP^h$	probabilidade de perda de carga condicionada à hidrologia $h$
$LOLP^l$	probabilidade de perda de carga condicionada ao patamar $l$
$n$	índice de áreas ( $n = 1, \dots, N_a$ )
$N$	número de arcos de geração e de intercâmbio ( $N = N_a + N_k$ )

$N_a$	número de áreas
$N_h$	número de sequências hidrológicas
$N_k$	número de interligações
$N_p$	número de planos de expansão propostos
$O_a$	conjunto de classes térmicas da área $a$
$p$	índice de plano de expansão
$P_a^i(\chi)$	probabilidade condicionada à não falha de $i$ do arco $a$ no estado $\chi$ ,
$P_a(\chi)$	probabilidade original do arco de geração $a$ no estado $\chi$
$P_{ab}(\chi_{ab})$	probabilidade de ocorrência do estado $\chi_{ab}$ da interligação $T_{ab}$
$P^h$	probabilidade da sequência hidrológica $h$
$P^i(\chi)$	probabilidade do estado $\chi$ condicionada à não falha da unidade $i$
$P^l$	probabilidade do patamar de carga $l$
$P_q(\chi)$	probabilidade da capacidade do arco $q$ no estado $\chi$
$q$	índice de arcos de geração e de intercâmbio ( $q = 1, \dots, N$ )
$R$	conjunto de usinas com reservatório
$r$	índice de cortes ( $r = 1, \dots, 2^{N_a}$ )
$R_a$	conjunto de reservatórios da região $a$
$r_{at}$	corte de carga da área $a$ na etapa $t$
$S_i$	conjunto de usinas a fio d'água a jusante do reservatório $i$
$t$	índice de etapa de planejamento
$T$	horizonte de planejamento
$T_i$	conjunto de reservatórios a montante da usina a fio d'água $i$
$U$	conjunto de usinas do sistema
$U_a$	conjunto de usinas da região $a$
$x$	vetor de variáveis de decisão de investimento
$x_{it}$	variável de decisão associada ao projeto hidroelétrico $i$
$x_{jt}$	variável de decisão associada ao projeto termoeletrico $j$
$x_{kt}$	variável de decisão associada ao projeto de transmissão $k$
$y$	vetor de variáveis de decisão de operação
$z$	função objetivo de problema de otimização

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

O objetivo básico dos empreendimentos na área de geração, transmissão e distribuição de eletricidade é atender às necessidades dos consumidores ao mínimo custo, com um nível de qualidade satisfatório. Ao trabalhar para o atingimento deste objetivo, as razões que levam as empresas a se interligar e a operar dentro de um sistema mais complexo que seus próprios sistemas, são essencialmente os mesmos que conduzem ao desenvolvimento de sistemas de transmissão e de interligações dentro de suas próprias áreas de atuação.

No entanto, a existência de múltiplos centros de decisão, motivados por interesses que, embora certamente complementares, são em algum grau também competitivos e com diferentes idéias sobre métodos e critérios de planejamento e operação, adiciona originalidade aos problemas apresentados pelo desenvolvimento de interligações.

O considerável desenvolvimento de interligações, seja entre as regiões de um país, seja entre países, em todos os continentes, demonstra que as vantagens das interligações tem até agora justificado os esforços intelectuais e financeiros necessários para sua concepção, construção e operação. No entanto, não há dúvida que as empresas interligadas não podem usufruir ao máximo as interligações disponíveis sem um estudo comum de planejamento e operação destas interligações, a partir de um entendimento conjunto e de uma abordagem racional na solução dos diversos e frequentemente delicados problemas que surgem neste contexto.

É com esse espírito que o presente trabalho foi desenvolvido e está sendo apresentado. Embora o foco do trabalho sejam os vários problemas envolvidos no desenvolvimento de interligações, e as várias abordagens propostas para sua solução, os conceitos e métodos apresentados ao longo do texto são aplicáveis a praticamente todos os problemas de planejamento de sistemas de potência que envolvam diferentes áreas de especialização, como ocorre entre geração e transmissão, transmissão e subtransmissão e desta com a distribuição.

Em todas essas áreas, a especialização de métodos e critérios levou à criação de virtuais “centros de decisão”, até mesmo dentro das empresas, os quais, embora com interesses complementares, são em algum grau também competitivos e com diferentes idéias sobre métodos e critérios de planejamento e operação, à imagem e semelhança do que ocorre nas interligações entre empresas. Esta competição não se manifestou de forma clara enquanto os recursos disponíveis eram suficientes para atender aos planos de investimento setoriais, a partir de métodos e critérios próprios, mas vem se acirrando, gradativamente, com a escassez crescente de recursos para investimento.

Os estudos de interligações servem portanto como uma espécie de “laboratório” para a formulação e testes de metodologias de planejamento integrado, em vários níveis, visando eliminar as barreiras técnicas e não técnicas que hoje dificultam a obtenção de uma solução integrada, de mínimo custo para o consumidor. As abordagens especializadas e as soluções subótimas resultantes apresentam um custo social muito alto e sua superação é a motivação principal do presente trabalho de pesquisa.

## 1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho de pesquisa tem como objetivo básico a formulação de uma metodologia e o desenvolvimento de um modelo adequados ao planejamento integrado de sistemas elétricos multiárea, de base hidrotérmica, levando em conta restrições de produção de energia e aspectos de confiabilidade de geração e de interligações.



### 1.3 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Além dos aspectos de ineditismo, complexidade e relevância, a seleção dos tópicos de pesquisa e o desenvolvimento deste trabalho foram norteadas pelas seguintes diretrizes gerais:

- Dosagem equilibrada de aspectos teóricos e práticos;
- Texto auto-contido e facilidade de leitura e referência;
- Consistência conceitual e formal do modelo matemático;
- Eficiência e aplicabilidade do modelo computacional;
- Experiência de planejamento de sistemas elétricos;

### 1.4 ESTRUTURA DA TESE

A estrutura do trabalho, assim como a disposição dos itens, procura refletir as diretrizes supra enunciadas, como indicado a seguir.

O Capítulo 2 visa dar uma visão de conjunto dos principais aspectos relacionados ao planejamento de sistemas interligados, com ênfase no estudo de interligações. Para isso, conceituam-se as principais funções e os estágios evolutivos das interligações, seus reflexos institucionais e as tendências atualmente observadas a nível nacional e internacional.

O Capítulo 3 descreve a metodologia atual de planejamento do sistema elétrico brasileiro, visando não apenas situar o leitor, mas também, e principalmente, caracterizar o alto grau de especialização atingido pelos métodos e modelos em uso no planejamento, bem como as possibilidades de subotimização associadas às abordagens especializadas, particularmente no que diz respeito ao planejamento, dimensionamento e remuneração das interligações.

O Capítulo 4 descreve e analisa com detalhes a metodologia de planejamento das interligações, nos horizontes de longo, médio e curto prazos, levando em conta os trabalhos publicados e também a experiência do autor no planejamento de sistemas elétricos.

O Capítulo 5 aborda os principais fatores que afetam a operação e a expansão dos sistemas interligados, destacando a influência dos critérios de confiabilidade sobre o planejamento da geração e das interligações. Analisa-se também a necessidade de compatibilizar os critérios de confiabilidade usados no suprimento de energia e de potência, que oferece um grande potencial de redução dos custos de expansão do sistema.

O Capítulo 6 faz uma revisão e uma análise extensa dos modelos usados no planejamento da expansão de sistemas de energia elétrica, a nível nacional e internacional. Com base neste levantamento, é proposto um modelo para planejamento integrado, cuja conceituação geral e formulação matemática são detalhadas nos Capítulos 7 e 8, respectivamente.

O Capítulo 9 apresenta um estudo de caso realista com o modelo para planejamento integrado, enfatizando os benefícios da abordagem integrada, em relação à expansão especializada tradicional.

Finalizando, o Capítulo 10 resume as contribuições da tese e aponta as linhas de pesquisa derivadas do presente trabalho, sob os aspectos de metodologia, de critérios e de modelos computacionais.

## 2. ASPECTOS RELEVANTES NO ESTUDO DE INTERLIGAÇÕES

### 2.1 FUNÇÕES DAS INTERLIGAÇÕES

Diz-se que dois sistemas elétricos estão interligados quando existe uma ligação física entre eles, de tal forma que as decisões tomadas na operação de um deles influem nas decisões tomadas na operação do outro. O grau de influência é ditado, entre outras coisas, pela natureza física da interligação, pela estrutura dos sistemas interligados e pelo estágio de desenvolvimento da interligação, que condiciona os acordos operacionais entre as empresas interligadas.

No que diz respeito à natureza física, a interligação entre dois subsistemas pode ser:

- *elétrica*: quando existe um conjunto de equipamentos de transmissão interligando dois subsistemas que de outro modo estariam separados; em outras palavras, uma interligação elétrica existe quando há continuidade *metálica* entre os sistemas interligados, seja na forma de linhas de transmissão, transformadores, conversores de frequência, elos DC ou uma combinação destes elementos. Este tipo de interligação é normalmente representado, com maior ou menor grau de detalhe, nos modelos de desempenho elétrico do sistema.
- *hidráulica*: quando existe um rio, canal ou túnel fazendo com que as aflúncias a um subsistema dependam da forma de operação dos reservatórios do outro; a situação mais comum é a existência de diversas usinas, pertencentes a diferentes empresas, compartilhando um mesmo trecho de rio. Este tipo de conexão é normalmente representado nos modelos de operação energética do sistema.
- *mista*: quando coexistem elos elétricos e conexões hidráulicas entre dois ou mais participantes de um sistema interligado; a solução normalmente adotada neste caso é agrupar os aproveitamentos interdependentes (em geral pertencentes a uma mesma bacia hidrológica) num mesmo subsistema hidráulico.

Como as interligações hidráulicas são representadas *implicitamente* nos modelos de operação energética (via matriz de jusante, por exemplo, nos modelos de simulação energética), o termo *interligação*, no presente trabalho, se refere exclusivamente às interligações elétricas. As interligações elétricas são parte integrante dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, mas exercem funções distintas dos demais componentes da rede, como se mostra a seguir.

No que diz respeito à estrutura dos sistemas, existem várias configurações possíveis, mas a maior parte dos sistemas se enquadra no modelo apresentado na Figura 2.1. As funções básicas relacionadas à transmissão/distribuição são caracterizadas a seguir:

- *redes de interconexão*: possibilitam intercâmbios de energia entre sistemas de concessionárias, regiões ou mesmo países distintos, em ambas as direções, por razões econômicas ou de confiabilidade. Os principais motivos para a construção de interligações são a economia de escala e/ou a existência de algum tipo de diversidade: hidrológica, de carga, de custos de produção. No sistema brasileiro, por exemplo, a principal justificativa para o desenvolvimento da interligação Sul - Sudeste foi a diversidade hidrológica.
- *redes de transmissão*: transferem energia, geralmente numa única direção, dos centros de produção até as subestações em áreas de consumo, a partir das quais se irradiam circuitos de subtransmissão e/ou de distribuição.
- *redes de subtransmissão*: entre redes de transmissão e de distribuição, é frequentemente aplicada uma rede de subtransmissão, que utiliza tensões intermediárias entre as usadas na transmissão e aquelas utilizadas na distribuição.

- *redes de distribuição*: visam conduzir a energia elétrica do sistema de (sub)transmissão aos pontos de utilização; as redes de distribuição por sua vez consistem de uma parte em média tensão e outra em baixa tensão.

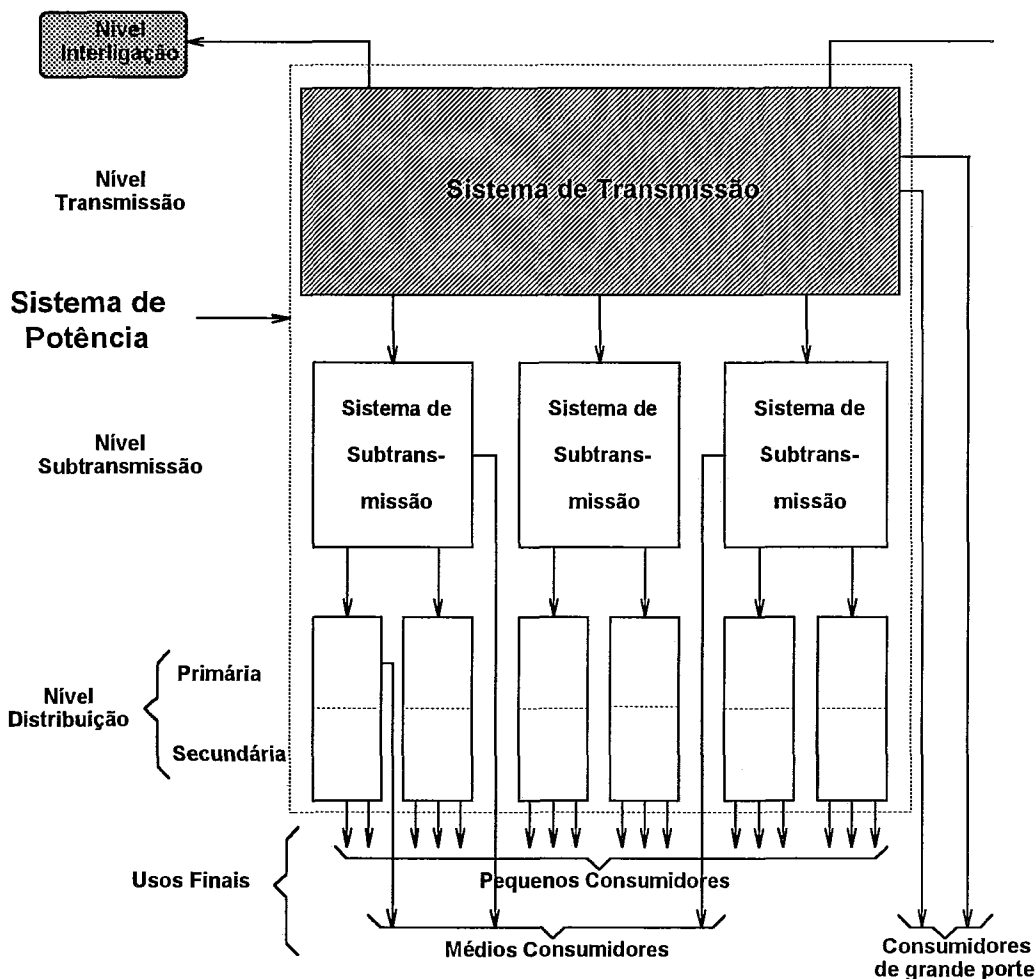


Figura 2.1 - Estrutura Típica dos Sistemas de Potência

## 2.2 ESTÁGIOS DE EVOLUÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES

O desenvolvimento de interligações entre grandes sistemas elétricos é hoje um fenômeno mundial. Este processo se iniciou quase ao mesmo tempo na América do Norte, na Europa Ocidental e Oriental e hoje abrange todos os continentes. Além disso, muitos projetos de interligação estão presentemente sendo estudados.

Essa tendência, mantida praticamente sem interrupções, desde o início do século XX, foi viabilizada pelo desenvolvimento das tecnologias de transmissão a longas distâncias, em corrente alternada ou contínua. Embora a componente tecnológica tenha sido e continue sendo um elemento decisivo para o desenvolvimento das interligações, a escassez de recursos para investimento, no âmbito da empresa ou país, foi e continua sendo um fator decisivo na superação das dificuldades de natureza política inerentes a esse tipo de empreendimento.

De fato, nos anos 60, a ênfase nas interligações teve como motivação as economias de escala no parque gerador. Nos anos 70, a subida dos preços do petróleo contribuiu para um renovado interesse na análise dos benefícios das interligações devido às possibilidades de economia

decorrentes do deslocamento de unidades geradoras a óleo combustível. Nos anos 80, um novo papel das interligações emergiu, cuja importância permanece até hoje, qual seja a possibilidade de redução dos riscos associadas às incertezas nas projeções de mercado, nos prazos de conclusão de obras, etc.

No que segue, analisa-se inicialmente o processo evolutivo das interligações regionais, que ligam diferentes regiões eletrogeográficas de um país, e das interligações locais, que ligam áreas dentro de uma mesma região. O padrão evolutivo das interligações regionais é similar ao das internacionais. Concluindo a análise, descreve-se a influência das interligações sobre a gestão dos sistemas interligados, em particular no que se refere à autonomia na operação e no planejamento dos sistemas interligados.

### 2.2.1 Interligações Internacionais e Regionais

O desenvolvimento de interligações, regionais ou internacionais, apresenta um padrão evolutivo com características comuns, independentemente da motivação técnica ou econômica para sua construção. Essa sequência evolutiva, descrita a seguir e ilustrada na Figura 2.2, pode se repetir muitas vezes, com diferentes participantes, levando à proliferação das interligações e à coexistência de interligações em diferentes etapas de desenvolvimento.

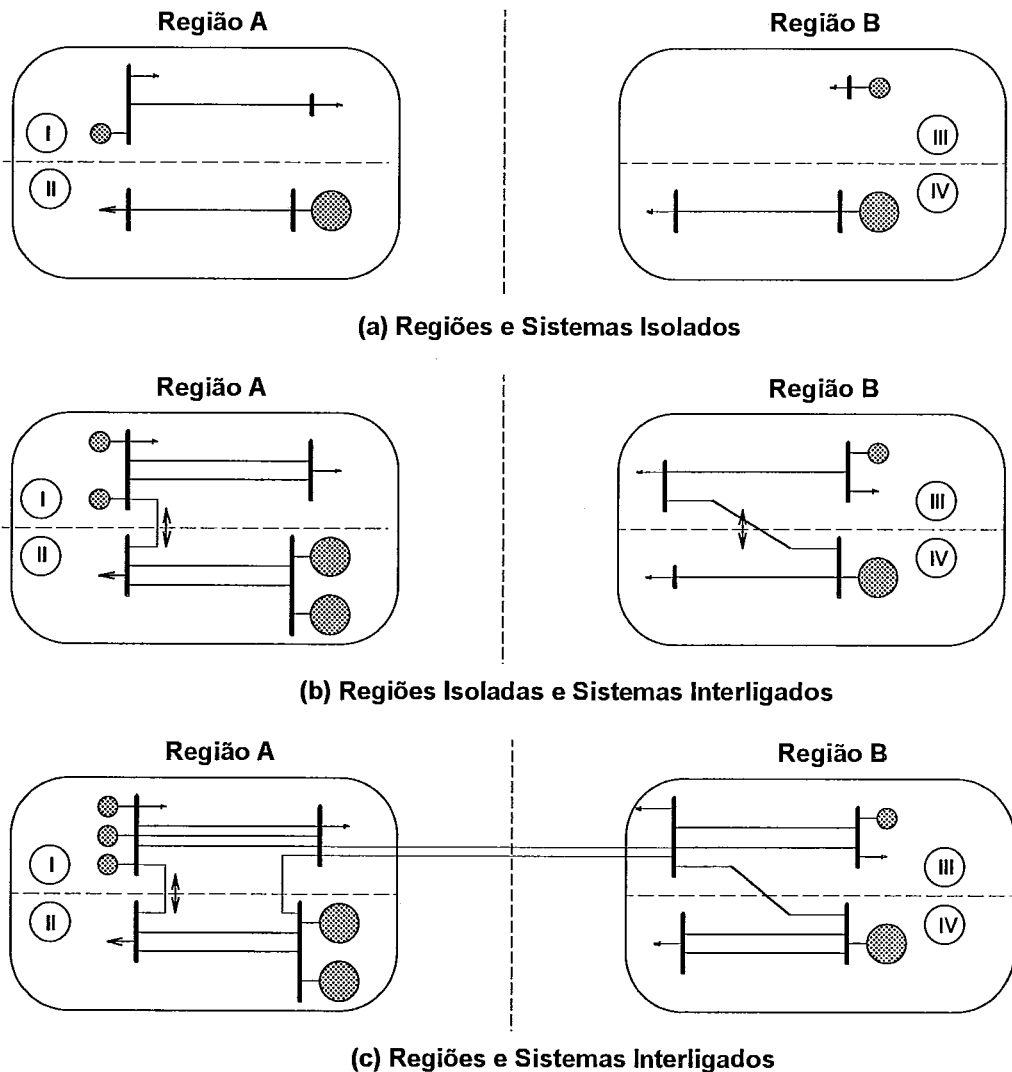


Figura 2.2 - Evolução das Interligações Regionais

Na sua fase inicial, um sistema elétrico se compõe, tipicamente, de vários subsistemas, isolados entre si, compostos por centros de carga e por usinas próximas. Em cada subsistema, a capacidade de geração deve ser dimensionada com folga em relação à ponta do sistema para assegurar níveis de confiabilidade adequados. À medida em que cada subsistema se desenvolve, os demais subsistemas também vão se desenvolvendo, e todos com o mesmo problema de sobredimensionamento. Com o crescimento da carga, as concessionárias de cada subsistema, pressionadas por restrições financeiras, sociais ou ambientais, logo descobrem que a interligação das redes permite compartilhar a reserva de geração, reduzindo as necessidades de expansão individuais. Surge assim, naturalmente, a função interligação, impulsionada pelo custo relativamente baixo da potência obtida por meio da transmissão, em comparação com a instalação de novas unidades de geração.

A implantação de interligações afeta também os sistemas de transmissão locais, que passam a ter suas funções iniciais (transporte de energia entre geração e carga) aumentadas por funções de interligação. Essa mudança de funções ocorre até o ponto em que leis físicas ou acordos operacionais estabeleçam limites à capacidade de intercâmbio.

### 2.2.2 Interligações Locais

Uma característica comum às interligações regionais e internacionais é a existência, anterior à interligação, de dois ou mais sistemas de geração e transmissão de grande porte, bem desenvolvidos, com autonomia energética e administrativa. Já o conceito de interligações locais é bastante recente e se caracteriza pela existência de um sistema em fase incipiente, de um lado, e de um sistema de grande porte, bem desenvolvido, de outro. O interesse neste tipo de interligação vem crescendo, como consequência da possibilidade de integração de autoprodutores e produtores independentes aos sistemas de geração das concessionárias tradicionais.

Como paradigma deste tipo de interligação, cita-se o atendimento de um centro de carga distante da malha principal, considerando como alternativas de suprimento a extensão da transmissão, desde uma fonte de geração remota até a carga, e geração local, de forma isolada ou combinada com a transmissão.

Nessa situação, descrita na Figura 2.3, o dimensionamento ótimo da interligação vai depender da função da linha de transmissão, que varia ao longo do tempo, em decorrência do crescimento da carga local e da evolução dos custos marginais de longo prazo a nível de sistema interligado e do sistema de geração local.

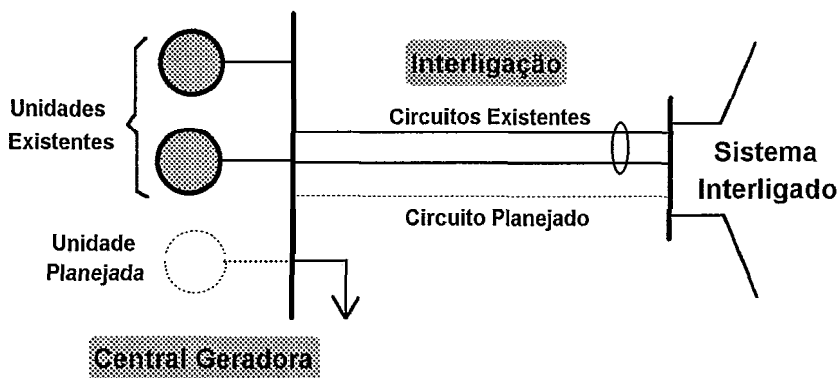


Figura 2.3 - Expansão de Sistema de Produção Independente

As fases evolutivas correspondentes a este caso são:

- fase inicial: a fonte local é usada para atendimento na base da curva de carga e a transmissão para complementar os requisitos de ponta;
- fase intermediária: com o crescimento da carga, a fonte local passa a suprir parte da demanda de potência e parte da demanda de energia, ocorrendo o mesmo com a transmissão;
- fase posterior: com a carga assumindo valores mais elevados, a fonte local passa a ser usada para suprimento de energia na hora da ponta e a transmissão é operada na base da curva de carga, ou seja, com responsabilidade total pelo suprimento de energia.

Paralelamente, e na medida em que a fonte local se especializa no atendimento de ponta, pode ser necessário ou conveniente instalar capacidade geradora adicional na usina local, o que vai depender não só dos custos de motorização incremental, como também dos parâmetros de confiabilidade da usina e da interligação, bem como dos custos de reforço da interligação, que por sua vez dependem do comprimento dos circuitos.

Em outros casos, a trajetória da interligação pode ser inversa, ou seja, inicia com papel preponderante no suprimento de energia, passa por uma fase intermediária em que os aspectos de energia e de capacidade são simultaneamente relevantes e finaliza numa condição de importância no atendimento da ponta. O que varia, de um caso para outro, é a velocidade de transição de um estágio para o seguinte, havendo casos em que a transição não se realiza completamente, dentro do horizonte de planejamento considerado, o que pode ser considerado como um caso particular, ou instância, da evolução típica apresentada.

A análise anterior mostra claramente que a função dos elos de interligação é variável ao longo do tempo, em função do crescimento da carga, dos custos relativos das fontes locais e remotas, das distâncias de transmissão, das características da carga, entre outros fatores. Ao longo do tempo, os fatores que justificam a implementação ou o reforço da transmissão também variam, sendo determinados ora pelos critérios de confiabilidade de energia, ora pelos critérios de confiabilidade de potência. Em outras palavras, a participação relativa de cada tipo de benefício varia ao longo do tempo, o que pode levar a distorções se a análise das alternativas de expansão não for integrada.

A discussão anterior mostra ainda que, em qualquer sistema, em determinado instante, podem ser caracterizados três conjuntos de componentes do sistema de transmissão, em função de seu estágio evolutivo:

- um grupo composto por componentes com papel preponderantemente energético
- outro grupo caracterizado por sua participação em termos de confiabilidade de potência
- um terceiro grupo com participação equilibrada em termos de energia e potência.

Essa distinção é importante não só no planejamento de novas interligações, mas também na priorização das obras de transmissão associadas às interligações, na medida em que a comparação de obras com distintas características pode levar a distorções na ordenação. Estes aspectos serão explorados posteriormente.

### 2.2.3 Aspectos Institucionais

O estabelecimento de interligações entre empresas, regiões ou países faz com que a operação e o planejamento de cada sistema passem de uma situação inicial de completa independência para outra de mútua dependência. O desenvolvimento das interligações configura assim um processo evolutivo caracterizado por diversos graus de autonomia institucional na gestão dos sistemas interligados, a saber:

- Sistemas isolados - não há interligação física entre as empresas que compõem o sistema, de modo que a operação e a expansão de cada subsistema se processa de forma independente;
- Estabelecimento de interligações para compartilhar reservas de geração, viabilizando unidades de maior porte e mais econômicas que aquelas que cada sistema justificaria isoladamente (economias de escala). Nessa etapa, a programação da produção das unidades geradoras é feita ainda de forma relativamente autônoma em cada subsistema; os fluxos nas interligações só são significativos quando ocorrem grandes distúrbios com perda de geração em alguns dos subsistemas interligados. O dimensionamento dos elos de interligação procura portanto o atendimento de critérios de confiabilidade em termos de importação/exportação de potência em condições de emergência. Nesta etapa são estabelecidos acordos de intercâmbio que definem o grau de auxílio mútuo em caso de emergências.
- Desenvolvimento de interligações para substituição das fontes de geração de menor eficiência por outras mais econômicas - nessa etapa são estabelecidos os "pools" e assinados os contratos de intercâmbio com fins econômicos. As interligações passam a apresentar fluxos significativos em função de vários fatores sazonais: carga, hidrologia, ciclos produtivos regionais ou nacionais, etc. O dimensionamento dos elos de interligação passa a incorporar, neste estágio, os benefícios da operação otimizada das usinas de cada subsistema. Nesta etapa, são estabelecidos acordos de intercâmbio visando otimizar a produção e a manutenção das unidades geradoras, além de definir o grau de auxílio mútuo.
- Expansão de interligações como recurso para enfrentar incertezas no mercado, atrasos de obras, restrições financeiras, sociais e ambientais. Nessa etapa, tanto o planejamento da expansão como a operação de cada subsistema interligado devem estar perfeitamente integrados, o que se reflete inclusive na criação de organismos com poder deliberativo hierarquicamente superior ao dos já estabelecidos, visando à criação de "pools". Este é o grau máximo de integração e geralmente só se viabiliza dentro de um país.

Assim, é possível que um sistema de transmissão originalmente concebido para uma certa finalidade (intercâmbio em condições de emergência, por exemplo) vá gradualmente assumindo outras funções, chegando a uma forma de utilização não prevista em seu dimensionamento inicial. Pode ocorrer, igualmente, dependendo das circunstâncias, inversão na sequência exposta e mesmo uma regressão à etapa inicial, por razões políticas ou econômicas.

É importante observar que cada etapa tem implicações diferentes não só sobre a gestão do sistema, mas também sobre os métodos e modelos usados no planejamento da expansão e da operação de cada sistema.

## **2.3 TENDÊNCIAS NO DESENVOLVIMENTO DE INTERLIGAÇÕES**

A tendência atualmente observada no desenvolvimento dos sistemas interligados é a de *fortalecimento* dos elos de interconexão até que, no limite, aparece um sistema interligado em âmbito continental, como já ocorre na Europa. Nessa situação, a vantagem derivada da diversidade de carga e de custos de produção alcança seu grau máximo. No que segue, analisam-se as tendências no desenvolvimento de interligações, tanto a nível internacional quanto no Brasil, em termos regionais.

### **2.3.1 Perspectivas das Interligações Internacionais**

A importância crescente do papel das interligações no planejamento e na operação de sistemas de energia elétrica advém de suas vantagens, não só econômicas, como também sociais. Desse modo, as interligações se tornaram um importante instrumento de desenvolvimento dos

sistemas de potência e até mesmo de desenvolvimento regional, especialmente em regiões como América Central e na África [McGillis, Sud, 1993]. De fato, em reunião recente dos países membros do Banco Mundial e da OLADE - Organização Latino Americana de Energia, na conferência: "Un desafío de política para los años noventa: Cómo superar la crisis del sector eléctrico en los Países de América Latina y el Caribe", realizada em Cocoyóc, no México, em 5 e 6 de setembro de 1991, foi informado que os países da América Latina e do Caribe demandarão cerca de US\$ 20 bilhões anuais, durante os próximos cinco anos, para concretizar os atuais planos de expansão de seus sistemas elétricos.

Destacou-se, ainda nesta conferência, a impossibilidade de que os organismos financeiros multilaterais possam canalizar este montante de recursos de maneira específica para o setor elétrico. Entre as diversas alternativas propostas para superar a crise institucional e financeira enfrentada pelo setor elétrico da Região na presente década, com riscos inclusive de desabastecimento em caso de hidrologias desfavoráveis, foi citado, como importante elemento para superar a crise, o desenvolvimento das interligações internacionais, notadamente entre os países da América Central.

Nesse sentido, a disponibilidade de uma metodologia ágil para quantificar os benefícios e os custos de planejar e operar de maneira coordenada os sistemas elétricos de vários países ajudaria, sem dúvida, a promover o desenvolvimento destas interligações. [Arroyo,1991] Considerando os benefícios técnicos e econômicos deste desenvolvimento, se considera necessário que os países da América Latina e do Caribe aumentem a integração energética em geral e do subsetor elétrico em particular.

Outras possibilidades de integração existem e estão sendo estudadas também no Cone Sul, envolvendo Brasil, Argentina, Uruguai e Paraguai. De fato, é crescente a tendência de integração do Brasil com os países da América Latina, o que deverá conduzir a aproveitamentos energético binacionais e a interligações internacionais, como a usina de Garabi, na fronteira com a Argentina, e o aproveitamento do gás da Bolívia. O primeiro projeto, uma usina hidrelétrica brasileiro-argentina, comportará também uma interligação entre os dois países. O segundo constitui-se na possibilidade de instalação de uma usina termelétrica ao longo do gasoduto Bolívia - São Paulo. A longo-prazo, visualizam-se os seguintes projetos:

- Interligação Brasil - Venezuela, associada aos aproveitamentos do Rio Caroni, na Venezuela. Este projeto permitiria aproveitar possível diversidade hidrológica existente entre os sistemas venezuelano e brasileiro, com ganhos substanciais de energia firme para ambos. Também nesse caso, as linhas de transmissão seriam de grande extensão, sendo necessário, inclusive, prever-se a travessia do Rio Amazonas, o que por si só já representa grande desafio em termos de engenharia.
- Interligações com Argentina, Peru e Bolívia, associadas a projetos de aproveitamento de gás natural daqueles países.

### **2.3.2 Perspectivas das Interligações Regionais**

A potência instalada nos sistemas interligados brasileiros em dezembro de 1992 era 57.000 MW, devendo alcançar 67.000 MW no final de 1997. Isto representa um crescimento de 17,5% num período de 5 anos e requer investimentos da ordem de 6,5 bilhões de dólares a cada ano. A participação do parque hidroelétrico no sistema gerador permanece acima de 90% durante este período, reduzindo-se dos atuais 93,5% para 91,5% ao final de 1997. Isso mostra que o sistema gerador brasileiro é e será, por muito tempo, predominantemente hidroelétrico, caracterizando-se por grandes reservatórios, com capacidade de regularização plurianual, localizados em 8 bacias hidrográficas, situadas na regiões norte, nordeste, sudeste e sul do país.



A composição do parque gerador brasileiro o diferencia dos sistemas da grande maioria dos países, em geral de base térmica. De fato, mesmo países com grande participação da energia de origem hidráulica, como Noruega e Canadá, não ostentam os níveis de variação sazonal e aleatória das vazões que se verificam no Brasil. Isto resulta na necessidade de reservatórios de regularização plurianual, de modo a atenuar o efeito das variações na oferta de energia hidráulica. Assim, o sistema caracteriza-se por uma grande capacidade de armazenagem de água, o que justifica a ênfase dada, nos atuais modelos de planejamento, ao atendimento ao mercado de *energia* e à gestão dos estoques de água.

As usinas termelétricas, por sua vez, são utilizadas para complementar a geração hidráulica nos períodos secos e nas horas de maior demanda. São também usadas no suprimento a sistemas isolados das regiões Norte e Centro-Oeste do país. O parque térmico atual está concentrado basicamente nas regiões Sul (usinas a carvão) e Sudeste (óleo e nuclear). A geração térmica em 1993 foi de 761 MW-médios, sendo 406 MW-médios na região Sul e 355 MW médios na região Sudeste. No sistema Norte /Nordeste a geração térmica registrada em 1993 é praticamente nula. Os custos de geração térmica esperados no período 1993-97 representam cerca de 788 milhões de dólares, atualizados para o início de 1993. Isso mostra que o parque térmico atual, embora tendo um peso pequeno na geração *média* de energia do sistema (875 em um total de 23.062 MW-médios em 1993), influencia decisivamente os custos de operação do sistema.

O sistema elétrico nacional apresenta um nível de integração crescente ao longo do tempo. Tal fato decorre da busca do potencial hidrelétrico cada vez mais distante dos principais centros de carga do país, bem como dos benefícios energético e econômicos decorrentes da diversidade hidrológica entre as bacias. Existem hoje dois grandes sistemas interligados, um dos quais pertence às regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e representa cerca de 80% do consumo de energia elétrica nacional. O outro pertence à região Nordeste e parte de região Norte, representando cerca de 20% do consumo global. No primeiro decênio do próximo século, contempla-se a interligação entre ambos, quando então o país contará com um extenso e complexo sistema interligado a nível nacional.

Devido às características dos reservatórios da Região Amazônica, os aproveitamentos possuem pequena capacidade de regularização, apresentando porém intensas afluições nos períodos de hidraulicidade favorável. Isto resulta em dificuldades para se firmar a energia afluyente, devendo-se promover a sua transferência com o armazenamento em outros reservatórios. Este papel será desempenhado pelas interligações regionais. Em período de alta hidraulicidade seria enviada energia, permitindo a acumulação de água nos reservatórios do Sudeste e do Nordeste. Nos períodos de baixa hidraulicidade, as usinas do Norte operariam com geração baixa, dispondo-se, porém, da energia anteriormente armazenada. Nesses períodos poder-se-ia utilizar as interligações para transferir eventuais saldos do Sudeste para o Nordeste, ou vice-versa, de forma a otimizar a operação energética. Assim, os elos de interligação revelam-se vitais para a viabilização dos empreendimentos hidrelétricos da Amazônia e o seu correto dimensionamento estará intrinsecamente ligado à questão energética, porém com crescente participação dos aspectos elétricos.

A tendência a longo prazo das interligações regionais no Brasil é passar de dois grandes subsistemas radialmente interconectados para uma complexa malha de interligações, comportando diversas alternativas topológicas. Esta mudança é evidenciada no Quadro 2.1, que apresenta as diversas possibilidades de interligação consideradas na elaboração do Plano 2015, juntamente com seus custos e perdas percentuais.

Como se depreende do exposto, a capacidade e o cronograma das interligações regionais tem sido ditadas, no Brasil, basicamente pela estratégia de expansão do parque gerador, que determina, em grande parte, os *benefícios potenciais* das interligações regionais. Já os *custos*

e, em consequência, a viabilidade econômica das interligações dependem, em larga escala, dos critérios de dimensionamento dos elos de interligação. Assim, critérios de desempenho muito rígidos ou incompatíveis com a natureza das interligações podem dificultar seu desenvolvimento, com graves prejuízos econômicos e sociais (critério *N-1* em interligações singelas, por exemplo, inviabilizaria economicamente a transmissão da Amazônia).

**QUADRO 2.1 - INTERLIGAÇÕES REGIONAIS NO BRASIL**

Interligação (de-para)	Comprimento em linha reta (km)	Custo (US\$/kW)	Perdas Percentuais	
			Ponta (%)	Energia (%)
SUL-SE	900	400	3,8	3,0
SE-NE	1000	444	4,2	3,2
SE-Médio Tocantins	1400	370	5,8	4,4
SE-Alto Xingu	1900	456	7,9	5,9
SE-Baixo Xingu	2250	540	9,4	7,1
SE-Formador Tapajós	2000	480	8,3	6,2
SE-Baixo Tapajós	2350	564	9,8	7,4
SE-Porto Velho	2550	612	10,6	8,0
NE-Médio Tocantins	1150	304	4,8	3,6
NE-Marabá	1550	372	6,5	4,9
NE-Alto Xingu	2000	480	8,3	6,2
NE-Baixo Xingu	2000	480	8,3	6,2
M.Tocantins-Marabá	600	144	2,5	1,9
M.Tocantins-Alto Xingu	600	144	2,5	1,9
Marabá-Alto Xingu	550	244	2,3	1,7
Marabá-Baixo Xingu	450	108	1,9	1,4
Marabá-Belém	400	178	1,7	1,3
Marabá-São Luis	700	311	2,9	2,2
Alto Xingu-F.Tapajós	600	266	2,5	1,9
Baixo Xingu-B.Tapajós	500	120	2,1	1,6
Baixo Xingu-M.Esquerda	650	289	2,7	2,0
F.Tapajós-B.Tapajós	550	132	2,3	1,7
F.Tapajós-Porto Velho	700	311	2,9	2,2
B.Tapajós-M.Esquerda	450	200	1,9	1,4

A consideração de aspectos e características próprias do sistema gerador para cada região pode contribuir para uma melhor utilização dos elos de interligação, aumentando os benefícios e reduzindo os custos das interligações regionais. Assim, no caso brasileiro, o fato do sistema gerador ser de natureza hidráulica oferece a possibilidade de pontos de operação (despachos básicos) flexíveis, sem prejuízo para a operação econômica do sistema, com um melhor aproveitamento do sistema existente. Da mesma forma, a possibilidade de redespacho de geração pós-contingência permite aumentar substancialmente os níveis de intercâmbio, sem prejuízos para a qualidade de suprimento ao consumidor. Uma implicação importante desta característica do sistema gerador brasileiro é a possibilidade de desacoplamento entre a análise de energia e de ponta, a qual pode ser feita então em termos exclusivamente de aspectos de confiabilidade.

Nos estudos de expansão regional até agora realizados, os estudos de geração e de transmissão tem tido normalmente um tratamento estanque, estando esta prática ajustada à realidade, pois os custos das linhas de transmissão em EAT regionais estão na faixa de 10 a 15% dos custos de expansão da geração. Com a previsão de estabelecimento e ampliação das ligações interregionais do Sudeste e Nordeste com a Região Norte, onde será necessário o transporte de grandes blocos de potência a grandes distâncias, a questão da interação geração-transmissão vem se tornando um tema de grande relevância, uma vez que os custos de transmissão

começam a se aproximar dos custos de geração, com valores da ordem de 50% dos custos de geração.

Esta interação, embora muito enfatizada e de certo modo bastante desenvolvida com a experiência de planejamento e dimensionamento das interligações regionais, carece ainda de uma solução analítica conjunta para os estudos de geração e transmissão. É então adotado o método iterativo no qual, não obstante a inclusão de alguns componentes de transmissão nos estudos de geração e vice-versa, cada uma das áreas obtém seus resultados de forma separada. Em função destes resultados, é obtido um novo ciclo de ajuste, até que seja atingido um grau de ajuste considerado adequado.

A extensão dos novos circuitos indica também que a confiabilidade de transmissão deverá ter papel cada vez mais importante no planejamento das interligações regionais. Assim, questões como número de circuitos em uma mesma faixa de passagem, exposição a modos de falha comum e outras relacionadas diretamente à confiabilidade deverão ser gradativamente incorporadas aos estudos das interligações regionais, através de modelos de confiabilidade multi-área e compostos. Em consequência, além de seu uso direto no dimensionamento ótimo da capacidade das interligações, a análise de confiabilidade encontra um amplo potencial de aplicação em vários tipos de estudo relacionados ao planejamento das interligações, cobrindo desde a seleção da topologia básica do sistema interligado até os estudos de priorização das obras que compõem a rede de interligação (linhas de transmissão, transformadores, subestações, etc.), passando por estudos de novas tecnologias, estudos de padronização, identificação de áreas com problemas, estudos de viabilidade econômica, e assim por diante.

### 2.3.3 Perspectivas das Interligações Locais

Embora centrada no desenvolvimento de interligações regionais e internacionais, a discussão anterior permanece válida quando se consideram outros componentes do sistema cujo dimensionamento envolve aspectos energéticos e elétricos, como ocorre por exemplo na ligação de produtores independentes às redes das concessionárias, seja para venda de energia, seja para fins de pedágio.

A metodologia de planejamento tradicional, baseada na especialização dos critérios e modelos de planejamento, foi concebida nos anos setenta e teve sua implementação consolidada ao longo dos anos oitenta, num contexto caracterizado pelos seguintes aspectos:

- estruturas monopolísticas e verticalmente integradas, conforme ilustrado na Figura 2.4.
- planejamento centrado no planejamento da oferta, com ênfase no sistema de geração
- peso reduzido do sistema de transmissão nas decisões de investimento globais
- foco da análise concentrado nos sistemas interligados a nível de região e de país
- ênfase em grandes projetos de geração hidroelétricos e nas interligações regionais

Estes e outro fatores condicionaram (e ainda condicionam) fortemente a concepção e o desenvolvimento dos modelos de planejamento, tanto nos aspectos energéticos quanto elétricos.

Uma consequência natural do desenvolvimento de modelos polarizados para o nível de sistema interligado e orientados a grandes projetos foi a representação simplificada (*energia externa*) de pequenas e médias centrais nos modelos de expansão da geração. Essa representação simplificada dificulta a correta avaliação dos impactos positivos dos pequenos e médios aproveitamentos e teve como consequência um tratamento marginal destes projetos no âmbito do planejamento setorial.

Também os projetos de gerenciamento da demanda tem sido tratados de forma implícita no processo de planejamento, através de subtração das metas de conservação de energia das

projeções de mercado. Também nesse caso, a representação simplificada não permite avaliar corretamente os efeitos de distintas medidas de gerenciamento sobre os custos marginais de expansão e de operação do sistema, fundamentais para a alocação otimizada dos recursos vinculados à implantação destas medidas.

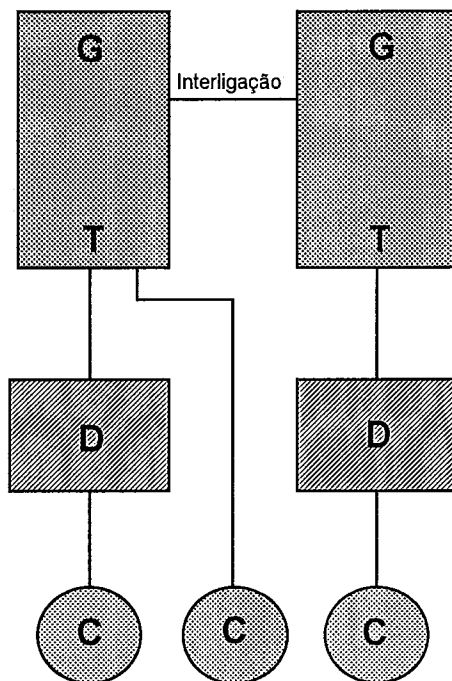


Figura 2.4 - Modelo Monopolístico Integrado

Com a mudança no ambiente de negócios, ora em andamento, é de se esperar que o processo de planejamento, atualmente centralizado e cooperativo, evolua para um processo descentralizado e competitivo, com a participação de concessionárias, autoprodutores, produtores independentes e grandes consumidores. Nessa nova situação, embora ainda não claramente definida, a estrutura organizacional atual pode evoluir, por exemplo, para a situação ilustrada na Figura 2.4, que conjuga a organização monopolística tradicional com produtores independentes de energia. Nesse modelo competitivo integrado, o papel da interligação se renova, podendo diversificar suas funções atuais. Além disso, surge a interligação do tipo local, conectando usinas independentes ou produtores autônomos à rede das concessionárias.

Essas modificações no ambiente de negócios deverão se refletir, mais cedo ou mais tarde, nos critérios e modelos de planejamento, no sentido de considerar:

- as peculiaridades dos sistemas monopolísticos competitivos
- planejamento da oferta centrado na expansão *integrada* geração-transmissão
- participação crescente da transmissão e distribuição nos investimentos globais
- sistema de transmissão como *recurso* para otimização do sistema
- receitas decorrentes dos serviços de transmissão e de pedágio
- tratamento endógeno de autoprodutores, produtores independentes e co-geradores
- representação explícita de medidas de gerenciamento da demanda

A recente criação do Sintrel, composto pelas redes das empresas federais, sob a responsabilidade da Eletrobrás, é um bom exemplo das novas tendências e coloca em evidência dois tipos de decisão, no que concerne à futura expansão e operação do sistema elétrico brasileiro:

- decisões estratégicas, a nível de sistema interligado, ligados à otimização global dos recursos energéticos, otimização do uso do sistema de transmissão existente, dimensionamento das grandes interligações regionais, contratos de suprimento de longo prazo, etc.
- decisões táticas, a nível regional ou local, ligados ao uso otimizado de fontes locais, de forma isolada ou combinadas com reforços de transmissão e medidas de gerenciamento da demanda, contratos de fornecimento e de pedágio, etc.

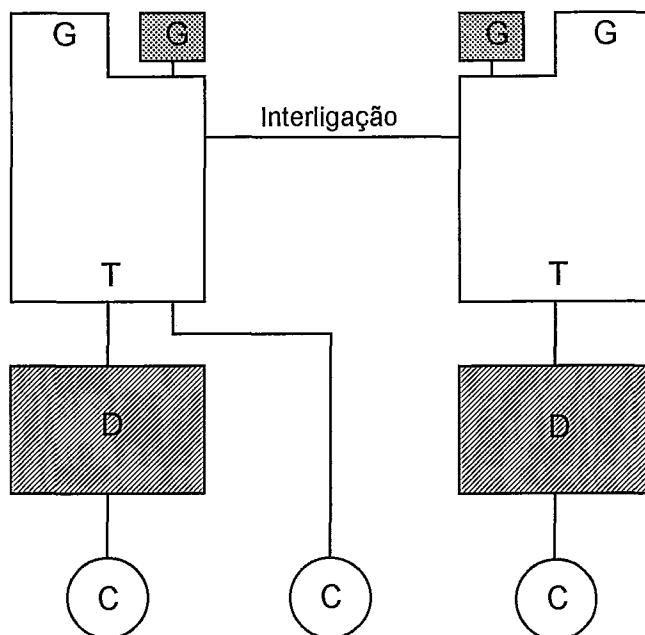


Figura 2.4 - Modelo Competitivo Integrado

O primeiro grupo de decisões tem sido, até o momento, o objetivo básico dos esforços de P&D associados à metodologia de planejamento e constitui, ainda hoje, a motivação principal para o desenvolvimento dos modelos em uso pelo setor. O segundo grupo de decisões não tem recebido maior atenção dos pesquisadores nem das concessionárias, a não ser no caso de sistemas isolados nas Regiões Norte e Centro-Oeste.

Assim, além dos desafios impostos pelo porte e complexidade do sistema existente, que requerem ainda grandes esforços de pesquisa e desenvolvimento para sua superação, o setor elétrico deverá envidar esforços adicionais para adaptar o processo de planejamento a uma conjuntura que ressalta a participação crescente de projetos de pequena escala, seja pelo lado da oferta, seja pelo lado da demanda.

Para atender a esses requisitos conflitantes, o problema de planejamento da expansão deve ser formulado e resolvido em diferentes níveis hierárquicos, no que diz respeito às restrições de transmissão. Estes níveis hierárquicos estão representados, simbolicamente, na Figura 2.5. Esta estrutura reconhece e explicita a possibilidade de modelar o problema de expansão desde o nível mais básico, que é uma área isolada, até o nível mais alto, que representa o sistema interligado, passando por um nível intermediário, que pode corresponder, por exemplo, à área de concessão de uma empresa.

Observa-se que esta estrutura comporta diferentes níveis de representação do sistema, desde um simples modelo usina-barras infinita até uma modelagem multiárea complexa, com limites de transmissão e restrições de confiabilidade estocásticas, mas o fator determinante do nível hierárquico é o escopo do problema, ou seja, as variáveis de decisão de interesse.

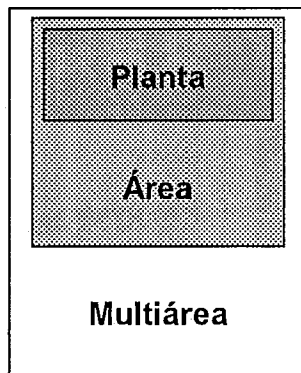


Figura 2.5 - Níveis Hierárquicos no Planejamento da Expansão

No primeiro nível hierárquico, o objetivo pode ser formulado como a seleção do *mix* ótimo de recursos locais, na forma de adição, repotencialização ou reabilitação de unidades geradoras, medidas de gerenciamento da demanda, políticas de manutenção, compras/vendas de energia e de potência das concessionárias locais e medidas operativas especiais, entre outras. As restrições neste nível estão associadas à disponibilidade de capital privado, aos aspectos tecnológicos, às questões ambientais, envelhecimento de unidades, programação da manutenção de unidades geradoras, etc.

No segundo nível hierárquico, o objetivo é minimizar os custos de expansão e de operação do sistema de geração e transmissão, sujeito às restrições anteriores a nível de usina, mais restrições adicionais relacionadas ao atendimento da carga nativa da área, aos contratos de pedágio e de suprimento, etc. Limites de investimento também podem ser considerados neste nível. A execução deste planejamento pode ser feita a nível de concessionária estadual ou regional, levando em conta os condicionantes dos demais níveis hierárquicos.

No terceiro nível, o objetivo é planejar a expansão do sistema interligado como um todo, levando em conta o atendimento aos mercados nacional e regionais, considerando restrições de investimento, de balanço de pagamentos, nível de reservas do país, etc. Este tipo de otimização deve ser executado a nível nacional e envolve a participação do setor de energia elétrica como um todo, através de órgãos colegiados como GCOI e GCPS.

#### 2.3.4 Considerações Adicionais

A experiência adquirida com o planejamento de interligações regionais no Brasil permitiu evidenciar muitos aspectos que se revestem de importância não só pela possibilidade de otimização das redes de interligação, mas também por oferecerem benefícios potenciais para a otimização do sistema como um todo.

- O primeiro aspecto diz respeito à necessidade de maior entendimento mútuo, por parte das equipes de planejamento da geração e da transmissão, dos problemas comuns a ambas as partes no planejamento de sistemas de potência; este entendimento mútuo tem sido muito útil na identificação de oportunidades de otimização global do sistema.

- O segundo aspecto diz respeito à importância de se estabelecer uma base de dados comum para o planejamento do sistema e também de se consensar um conjunto de parâmetros físicos e econômicos (custos marginais) necessários para coordenar os estudos energéticos e elétricos entre si, de forma a garantir a autonomia das equipes sem perda da otimalidade do plano de expansão
- Foi evidenciada a relevância e a viabilidade de um planejamento integrado geração/transmissão como instrumento para a alocação otimizada dos recursos escassos, principalmente sob restrições econômicas, financeiras, sociais e ambientais, particularmente agudas nos países em desenvolvimento.
- A análise do tipo benefício-custo, originalmente desenvolvida para o dimensionamento de interligações regionais, vem recebendo crescente aceitação como análise econômica complementar à análise de mínimo custo tradicionalmente utilizada no planejamento da transmissão

Em síntese, a metodologia originalmente desenvolvida para o estudo das interligações pavimentou o caminho para um grande número de aperfeiçoamentos no processo de planejamento, dos quais o próprio processo de dimensionamento de interligações se beneficiará no futuro, quando estiverem em foco tanto a integração regional na América Latina quanto as interligações de caráter local.

## **2.4 CONCLUSÕES**

A expansão das interligações, tanto as regionais como as internacionais, é de fundamental importância para o aproveitamento otimizado dos recursos naturais para produção de energia elétrica. Este quadro coloca em evidência a necessidade de se planejar as interligações em conjunto com a expansão dos sistemas de geração, uma vez que as longas distâncias de transmissão envolvidas tem como consequência natural uma maior participação dos custos de expansão da transmissão nos custos de expansão globais. De fato, nas interligações da região Norte com as Regiões Nordeste e Sudeste, os custos de transmissão são da ordem de 50% dos custos da geração.

Por outro lado, a experiência hoje disponível no Brasil no planejamento e na operação de interligações regionais, bem como a infraestrutura metodológica já desenvolvida no Brasil, constituem excelentes pontos de partida para a formulação de métodos e modelos computacionais adequados ao planejamento de interligações entre regiões ou entre países e para a extensão destes modelos visando ao tratamento de interligações locais.

Nesse contexto, o presente trabalho visa apresentar uma proposta metodológica e um modelo computacional adequados ao estudo de interligações regionais ou internacionais, levando em consideração, simultaneamente, os aspectos de operação e de confiabilidade de sistemas interligados. Esta proposta leva em consideração, também, as peculiaridades do sistema interligado brasileiro e sua evolução a longo-prazo, quando estarão entrando em operação múltiplas interligações entre as Regiões Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil.

### 3. METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA

O presente capítulo tem como objeto de estudo a metodologia de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. A finalidade do estudo é situar o planejamento das interligações no contexto geral do planejamento do sistema e identificar as limitações desta metodologia no tratamento das interligações.

Neste sentido, descreve-se inicialmente a metodologia de planejamento em geral e da geração em particular, concluindo-se com uma análise das limitações das metodologia atual, no que se refere ao tratamento das interligações. Conclui-se o capítulo com recomendações quanto ao aperfeiçoamento da metodologia, sob o ponto de vista de critérios, de modelos e das modificações necessárias no processo de planejamento.

#### 3.1 INTRODUÇÃO

A gestão das empresas de energia elétrica, aí incluído o planejamento da expansão dos sistemas elétricos, é ditada por dois condicionantes básicos: as expectativas da sociedade em relação ao suprimento de energia elétrica e a natureza do processo de produção de eletricidade. Do ponto de vista da sociedade, o objetivo de uma empresa de energia elétrica é o fornecimento confiável de energia ao mínimo custo, onde o termo custo deve ser entendido em sua acepção mais geral de custo *social*, em contraste com custo *econômico*. O conceito de custo social permite incorporar, além dos custos de investimentos e outros específicos das concessionárias, os custos de preservação do meio ambiente e os custos de interrupção aos consumidores.

Estes diversos aspectos devem ser devidamente considerados no gerenciamento de uma empresa de energia elétrica, seja por que formam parte de um amplo consenso social, seja porque são impostos à empresa de eletricidade pela legislação. Um bom exemplo deste ponto é dado pelo problema ambiental: até os anos setenta, o controle dos efeitos ambientais da operação dos sistemas elétricos era deixado por conta de cada empresa. Posteriormente, o crescimento das preocupações sociais com a qualidade ambiental desintegrou o consenso existente, forçando a intervenção governamental neste controle. Hoje, é praticamente impossível implementar um projeto de geração, transmissão ou distribuição que não esteja de acordo com a regulamentação ambiental vigente. Deste modo, pode-se considerar que os custos ambientais relevantes devem ser considerados como parte integrante dos custos dos projetos de expansão dos sistemas elétricos. Por outro lado, os custos de interrupção aos consumidores dependem, em grande parte, dos critérios e procedimentos adotados na operação dos sistemas, o que leva naturalmente a incluí-los nos custos de operação, juntamente com os custos de combustíveis, de perdas, etc.

Neste contexto, o objetivo básico do planejamento de sistemas de potência pode ser definido como a determinação da data de entrada em operação dos equipamentos e instalações de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, considerados necessários para atender o crescimento do mercado de energia elétrica. Em geral, o processo de planejamento repousa sobre uma solução de compromisso entre o nível de confiabilidade desejado e os custos de investimento e de operação incorridos na obtenção deste nível de confiabilidade. Este compromisso pode ser melhor visualizado na Figura 3.1.

Assim colocado, o problema de planejamento pode ser enunciado como um problema de otimização multiperíodo que, devido às características dos sistemas de potência, resulta ser de grande porte, não-linear e estocástico. Desta forma, não é de surpreender a grande quantidade de modelos desenvolvidos para o planejamento da expansão e da operação dos sistemas de potência, empregando uma série de técnicas de programação matemática, heurísticas e



híbridas. Esta tendência tem não só se mantido, mas vem se acentuando com o crescimento da capacidade de cálculo e conseqüente redução dos custos computacionais.

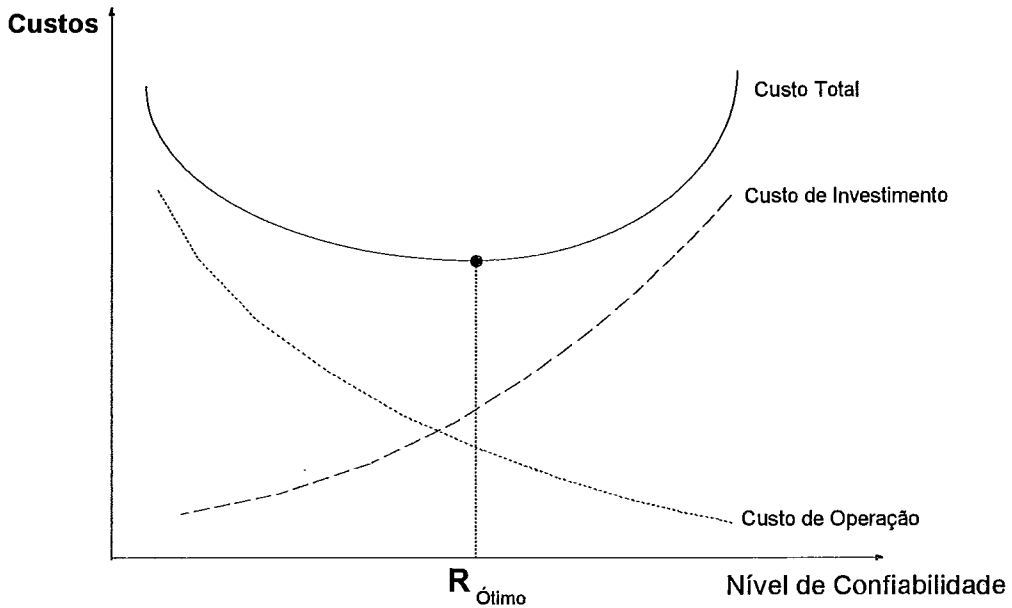


Figura 3.1 - Planejamento Baseado na Confiabilidade

Por outro lado, os desafios enfrentados pelos planejadores vem aumentando, apesar da crescente oferta de modelos computacionais, devido a uma série de fatores de natureza econômica, social e ambiental, não só a nível de país, mas também a nível internacional. Entre estes fatores, é de particular relevância a mudança do ambiente de negócios, no sentido de aumentar a competitividade econômica das empresas de energia elétrica. Assim, o processo de planejamento, atualmente centralizado e cooperativo, deve se ajustar a um processo descentralizado e competitivo, com a participação de concessionárias, autoprodutores, produtores independentes, grandes consumidores, etc.

Deste modo, o processo de planejamento, embora ainda válido, deve ser complementado por novos enfoques e apoiada por modelos computacionais adequados, que permitam representar adequadamente os novos condicionantes da expansão do sistema, em particular as novas estruturas organizacionais do setor elétrico. Com este objetivo, apresenta-se, na próxima seção, uma estrutura hierárquica do problema de planejamento, enfatizando-se os objetivos e limitações da estrutura atual.

### 3.2 METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO: ESTRUTURA ATUAL

Como conseqüência da complexidade do problema de planejamento e considerando que as incertezas nas projeções de mercado, de custos de combustível e das tecnologias se ampliam na medida em que se estende o horizonte de planejamento, surge a necessidade de decompor o problema de expansão em subproblemas de menor porte e complexidade, passíveis de solução com as metodologias e recursos computacionais disponíveis.

Assim, é usual, nas empresas de energia elétrica, realizar os estudos de planejamento em etapas, de acordo com critérios de decomposição temporais, espaciais e funcionais, conforme indicado no Quadro 3.1.

**QUADRO 3.1 - CRITÉRIOS DE DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO**

Critério	Etapas
Temporal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Longo prazo (N+15 a N+30)</li> <li>• Médio prazo (N+5 a N+15)</li> <li>• Curto prazo (N+3 a N+5)</li> </ul>
Espacial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nível nacional</li> <li>• Nível regional</li> <li>• Nível local</li> </ul>
Funcional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geração (produção)</li> <li>• Transmissão (transporte)</li> <li>• Distribuição</li> </ul>

A decomposição do problema global, ao mesmo tempo que viabiliza a solução do problema de planejamento, requer o adequado encadeamento dos resultados de cada etapa, de forma a garantir a consistência do plano como um todo. Este encadeamento é usualmente realizado através do estabelecimento de um fluxo de informações, conforme ilustrado na Figura 3.2, que especifica os dados de entrada e os principais produtos de cada etapa. Os tipos de estudo realizados em cada etapa do planejamento são detalhados no Quadro 3.2.

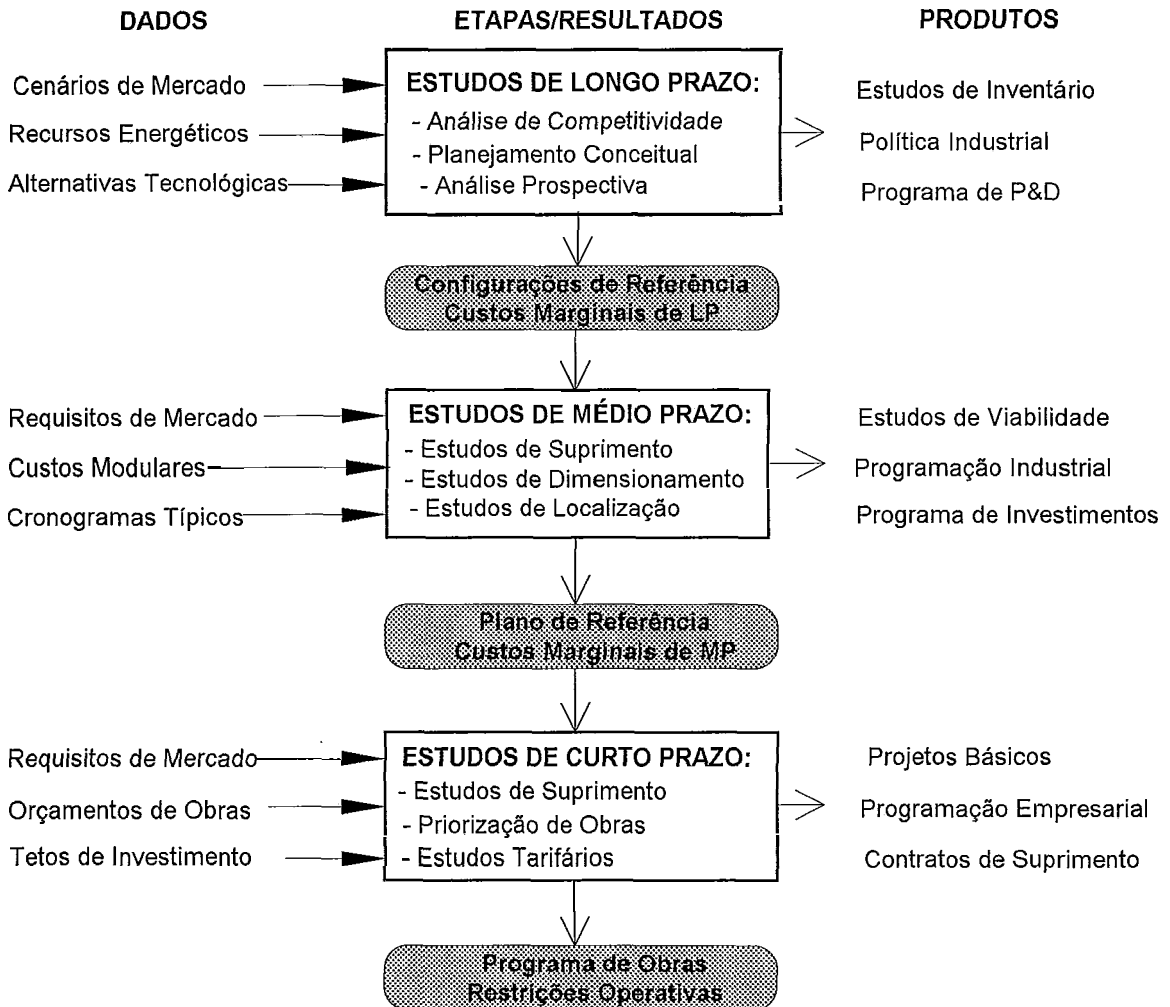


Figura 3.2 - Fluxo de Informações no Planejamento

A decomposição apresentada, ao mesmo tempo que simplifica a resolução do complexo problema de planejamento da expansão dos sistemas elétricos, cria a necessidade de mecanismos de coordenação das etapas, de modo que o produto final, o Programa de Obras, seja consistente, não só internamente (os vários projetos entre si) mas também externamente (plano setorial com planos nacionais, se existirem). Enfatiza-se que a consistência deve ser avaliada até o nível de concepção e de dimensionamento dos projetos, onde efetivamente se evidencia a qualidade do planejamento.

Os mecanismos de coordenação se baseiam normalmente em dois tipos de grandezas:

- *Quantidades físicas*
- *Parâmetros econômicos*

As quantidades físicas se expressam como projeções de mercado, configurações e datas de referência, dimensões e capacidades dos equipamentos, comprimento de faixas de passagem, etc., no que se refere ao plano de expansão propriamente dito. Em sistemas hidrotérmicos, é necessário agregar ao plano de expansão as regras de coordenação hidrotérmica e de operação dos reservatórios, uma vez que o cronograma de expansão está associado às regras de operação. Também devem ser agregadas ao plano de expansão eventuais critérios de racionamento preventivo, bem como quaisquer procedimentos operativos usados na determinação do plano.

**QUADRO 3.2 - TIPOS DE ESTUDOS REALIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO**

Horizonte	Tipo de Estudo	Sub-Sistemas/Componente
Longo prazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Estudos de Inventário</li> <li>◆ Avaliações Tecnológicas</li> <li>◆ Planejamento Conceitual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Geração</li> <li>◆ Geração/Transmissão</li> <li>◆ Geração/Interligações</li> </ul>
Médio prazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Expansão</li> <li>◆ Dimensionamento</li> <li>◆ Localização</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Geração/Transmissão</li> <li>◆ Usinas/Circuitos</li> <li>◆ Usinas Térmicas /SE's</li> </ul>
Curto prazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Suprimento Energético</li> <li>◆ Priorização de Obras</li> <li>◆ Limites de Equipamentos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Geração/Transmissão</li> <li>◆ Transmissão/Subtransmissão</li> <li>◆ Reatores/TF's/Disjuntores</li> </ul>

Os parâmetros econômicos são expressos sob a forma de taxas de desconto e de câmbio, de custos de oportunidade de insumos (capital, mão de obra, terra, etc.) e são determinados por estudos econômicos específicos ou fornecidos pelos planos do governo (políticas setoriais). Outra classe de parâmetros econômicos são os custos marginais do sistema, obtidos como subprodutos do planejamento.

Os custos marginais exercem importante papel de coordenação entre investimentos de geração, transmissão e distribuição, e permitem concatenar as políticas de expansão e de operação do sistema. Além disso, asseguram a consistência entre o dimensionamento dos projetos, individualmente considerados, e o plano de expansão do sistema como um todo.

Os custos marginais podem ser aplicados diretamente no dimensionamento de projetos *marginais* em relação ao sistema existente. Se esta condição não se verificar, a decisão de investimento deve se basear em custos totais. Em outras palavras, se os projetos de expansão são *grandes*, é imprescindível a coordenação via quantidades físicas.

### 3.3 MODELOS: ESPECIALIZAÇÃO X INTEGRAÇÃO

Assim como é necessário decompor o processo de planejamento em etapas com distintos horizontes temporais, é necessário também associar a cada etapa um conjunto de métodos e modelos compatíveis com os objetivos e condicionantes de cada etapa.

Um dos principais condicionantes a ser considerado na seleção de modelos para o planejamento é o esforço computacional necessário à formulação e à análise de alternativas de expansão do sistema. Este esforço computacional decorre, fundamentalmente, de três fatores:

- grau de detalhe na representação do sistema
- número de estágios de análise
- número de alternativas a analisar

O grau de detalhe na representação do sistema define o número de variáveis de estado e de controle do problema e é função do tipo de decisão a ser tomado em cada horizonte de planejamento. Assim, por exemplo, a representação da rede de transmissão pode variar desde um modelo de transportes, bastante simples, até os complexos modelos de análise de rede em condições transitórias, empregados no dimensionamento dos equipamentos de transmissão. De forma similar, pode-se modelar o sistema de geração de forma mais ou menos agregada, desde modelos a sistema equivalente até modelos a usinas individualizadas. O mesmo pode ser feito em relação ao mercado, tendo em conta os distintos reflexos que isto pode ter sobre os resultados da análise.

O número de estágios na análise é função do horizonte de análise e da discretização temporal adotada e tem efeito *exponencial* sobre o número de recursões necessário para a identificação da alternativa de expansão ótima. Embora este número teoricamente possa ser controlado adotando-se discretizações *grossas* (semestrais, anuais ou mesmo plurianuais) nos horizontes mais longos, devem ser considerados os limites de discretização associados aos modelos de análise da operação, que podem impor intervalos de análise trimestrais ou mesmo mensais. Este é um aspecto importante a ser considerado também na escolha da técnica de solução do modelo de planejamento e enfatiza a importância dos métodos de decomposição matemática, abordados nos Capítulos 6 e 7, na medida em que permitem separar o processo de decisão de investimentos das decisões de operação.

O número de alternativas a analisar apresenta em geral um comportamento exponencial com a extensão do horizonte de análise, por dois motivos principais: aumento substancial do elenco de projetos passíveis de consideração e multiplicidade de cenários representativos de incertezas nas projeções (mercado, tecnologias, custos e disponibilidade de energéticos, etc.). Como ambos os fatores são combinatoriais, fica claro o caráter explosivo da árvore de alternativas de expansão.

As técnicas normalmente praticadas visando manter em níveis moderados os requisitos computacionais são as seguintes:

- modulação
- especialização

A modulação consiste em reduzir a complexidade dos modelos de análise de desempenho do sistema à medida em que se estende o horizonte de planejamento. Desse modo, a inclusão ou não de um certo fator na análise passa a depender do horizonte de decisão. Por exemplo, a incerteza nas afluências é relevante no planejamento plurianual da operação de reservatórios; esta mesma incerteza perde importância na programação de curto prazo. Já o tempo de trânsito da água nos rios assume importância na programação a curto prazo, mas não afeta o planejamento a longo prazo do sistema de geração.

A especialização é uma técnica originada e bastante utilizada na operação de sistemas hidro-térmicos e consiste em tratar separadamente os aspectos elétricos (unidades geradoras e rede de transmissão) e os aspectos energéticos (produção nas centrais elétricas, restrições hidráulicas, etc.). Esta prática foi posteriormente absorvida pelas áreas de planejamento, resultando em estruturas organizacionais similares às existentes nas áreas de operação. Em consequência, a solução do problema de planejamento é hoje obtida através de um processo iterativo, no qual cada equipe estuda um aspecto parcial do problema e troca informações com a(s) outra(s) equipe(s), até que uma solução satisfatória seja alcançada.

A especialização facilitou o domínio mais rápido das questões técnicas envolvidas na operação dos sistemas e levou a se utilizar, no planejamento, os mesmos modelos (em geral de análise e muito detalhados) e critérios (em geral determinísticos) usados na operação do sistema. Isso viabilizou um avanço mais rápido na modelagem e solução dos subproblemas específicos de cada segmento do sistema (geração, transmissão, distribuição), às custas de uma possível perda de otimalidade global.

Posteriormente, o reconhecimento da natureza econômica e social do problema de expansão (em contraste com a visão puramente *técnica* que prevalece na área de operação) motivou a ampliação do ferramental disponível ao planejamento, que passou gradativamente a incluir modelos de *síntese* e critérios *probabilísticos* e *econômicos*. A evolução dos métodos e modelos de planejamento, simbolizada na Figura 3.3, tem mantido, em geral, a especialização dos modelos, embora algumas tentativas tenham sido feitas no sentido de *integrar* os novos modelos de síntese, entre si e também aos modelos de análise.

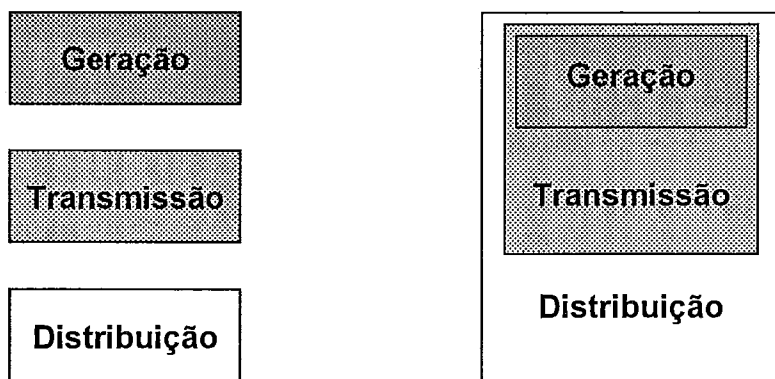


Figura 3.3 - Integração de Modelos para Planejamento

### 3.4 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidráulico e caracterizado por reservatórios de grande porte, com capacidade de regularização plurianual. Baseado nestas características, o planejamento da capacidade de expansão para este sistema é usualmente dividido em duas fases:

- ♦ expansão para atendimento aos requisitos de energia, na qual as decisões de investimento são relacionadas à construção de novos reservatórios e usinas associadas, usinas térmicas de base e interconexões entre empresas ou regiões para atendimento aos requisitos de energia do sistema. A confiabilidade de suprimento, nesta fase, diz respeito principalmente aos déficits de energia, causados por limitações na capacidade de armazenamento dos reservatórios e/ou a limitações na capacidade de transferência de energia entre subsistemas, quando da ocorrência de períodos hidrológicos secos em uma ou mais regiões elétricas.
- ♦ expansão para atendimento aos requisitos de potência, no qual as decisões de investimento dizem respeito à construção de unidades adicionais nas usinas hidroelétricas (principal-

mente nas de alta queda, com baixo custo de motorização incremental), à construção de centrais térmicas de ponta (a gás, por exemplo) e ao reforço das interligações para permitir a troca de potência entre empresas ou regiões no horário de ponta do sistema. Nesta fase, os critérios de confiabilidade estão relacionados aos déficits de potência causados pela saída forçada de equipamentos de geração ou transmissão, variações da carga ou ainda pela perda de potência nas centrais hidrelétricas, causada pelo deplecionamento dos reservatórios em períodos secos. Este último efeito é muito importante para o sistema brasileiro, no qual a redução na capacidade de ponta do sistema interligado pode atingir cerca de 20% da capacidade total.

Tanto num caso quanto no outro o objetivo é definir unidades adicionais e reforços de interligação para atender a demanda projetada com um mínimo custo de investimento, dentro dos critérios de confiabilidade vigentes. O desacoplamento do planejamento da expansão nestas duas etapas é justificado, por um lado, pelas distintas origens e diferentes efeitos dos déficits de energia e de ponta e, por outro, pelas diferentes variáveis de decisão em cada fase (reservatórios e unidades de base na fase *energia* e unidades de ponta e reforços de interligação, na fase *potência*).

Deste modo, o processo de planejamento da expansão de energia é em geral resolvido em primeiro lugar, decidindo-se os investimentos nas usinas (reservatórios e unidades de base) e nas *interligações necessárias ao atendimento à demanda de energia*, para níveis de confiabilidade de suprimento pré-fixados. Dadas estas decisões, o problema de expansão de ponta é então resolvido, decidindo-se as unidades de ponta das usinas e os *reforços de interligações*, de modo a atender os mercados de ponta dentro de níveis de confiabilidade de ponta pré-fixados.

Este desacoplamento representa uma *superespecialização*, dentro do planejamento da geração, reflete, em certa extensão, a prática das empresas e foi induzido, em grande parte, pela existência de modelos especializados para cada subproblema. Embora ainda bastante utilizada, esta metodologia apresenta limitações, principalmente, mas não exclusivamente, no planejamento das interligações.

### 3.5 LIMITAÇÕES DA METODOLOGIA ATUAL

No que segue, analisam-se com detalhes as principais limitações da abordagem especializada, em relação ao planejamento das interligações, nos seguintes aspectos:

- econômico: não garante dimensionamento ótimo das interligações
- financeiro: não garante remuneração dos investimentos em interligações
- confiabilidade: não garante compatibilidade entre critérios de energia e potência

#### 3.5.1 Aspectos de Investimento

No Brasil, as interligações entre empresas e regiões tem uma função eminentemente energética e a lógica de seu planejamento se fundamenta na racionalização do uso dos recursos hidroelétricos, a nível de sistema interligado. Assim sendo, a implementação e o reforço das interligações tem sido justificados, historicamente, pela diversidade hidrológica entre regiões.

O planejamento e a construção das interligações regionais é de responsabilidade das empresas federais, que também se encarregam da operação e manutenção dos seus equipamentos e instalações. Um fator complicador, no caso das interligações entre regiões, foi sempre a histórica dificuldade de ratear os *custos* das interligações entre as empresas, uma vez que os benefícios são automaticamente distribuídos entre os participantes da operação interligada.

Apesar destas dificuldades, pode-se dizer que o processo de planejamento da expansão e da operação das interligações vem se dando num ambiente de negócios cooperativo.

Inicialmente, é preciso considerar que os circuitos de transmissão, por motivos técnicos (padronização de tensões e de condutores) e econômicos (economias de escala, p.ex.), são dimensionados com folga em relação às necessidades *médias* de transmissão (energia). Desse modo, durante grande parte do tempo de operação, as linhas de interligação estão folgadas e podem ser usadas como recurso de confiabilidade para os sistemas interligados, permitindo reduzir o impacto de falhas de geração e de transmissão internas nestes sistemas.

Desse modo, mesmo quando construídas com o objetivo específico de transportar energia, as interligações contribuem simultaneamente para a redução de custos operativos e para a melhoria de confiabilidade dos sistemas interligados. Assim, uma decisão correta quanto à escolha da interligação a reforçar e quanto ao montante de reforço a implementar só pode ser tomada considerando-se a contribuição *total* da interligação na redução dos custos globais de investimento e de operação, o que não é considerado atualmente em nenhum modelo em uso no planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. Este fato assume significado especial no planejamento da expansão a longo prazo do sistema interligado brasileiro, quando se visualiza a possibilidade de implementação de novas interligações regionais, com estrutura malhada, em contraposição às estruturas radiais das duas interligações já implementadas (Sul-Sudeste e Norte-Nordeste).

No caso de circuitos de transmissão intra-regionais, os custos envolvidos são normalmente os custos de investimento e os benefícios são representados pela redução do valor esperado da energia não suprida. Neste caso, portanto, a solução do problema de otimização depende basicamente da disponibilidade de valores de custos de déficit e de custos de interrupção. No caso de circuitos de interligação, os custos envolvidos são também os custos de investimento, mas o cálculo dos benefícios deve considerar não só os ganhos de confiabilidade, mas também as reduções nos custos de operação do sistema, decorrentes de um melhor aproveitamento dos recursos energéticos. Num estágio de otimização mais avançado, os benefícios podem incluir reduções nos custos de investimento decorrentes do adiamento de novas instalações de geração, devido à melhor utilização das reservas energéticas, pelo aproveitamento de energia turbinável que seria vertida por insuficiência de transmissão, etc.

Em outras palavras, no caso das interligações, a solução do problema de confiabilidade deve ser conjugada com o aspecto energético, sem o que corre-se o risco de *subdimensionar* a capacidade de interligação. Esse aspecto pode ser melhor visualizada num exercício de dimensionamento de uma interligação hipotética, para a qual foram avaliados os custos de investimento, os custos de operação e os custos de confiabilidade.

Os custos de investimento (CI) representam os dispêndios necessários para elevar a capacidade de transporte da interligação, desde um valor nulo (sistemas isolados) até um valor máximo de 350 MW, a partir do qual não mais se verificam ganhos, nem em termos energéticos nem de confiabilidade. Os custos de operação (CO) dizem respeito aos custos de combustível e de racionamentos incorridos na operação energética do sistema. Os custos de confiabilidade (CC) traduzem os impactos econômicos de falhas de suprimento devido a saídas forçadas de unidades geradoras e de circuitos de interligação.

Na primeira etapa da análise especializada, a interligação seria dimensionada em termos energéticos, ou seja, o custo a ser minimizado seria a soma (CI + CO), cujo valor mínimo, segundo a tabela abaixo, seria de M\$ 113, resultando numa capacidade ótima de 200 MW.

Na segunda etapa da análise especializada, a interligação seria dimensionada como um componente normal do sistema de transmissão, ou seja, o custo a ser minimizado seria (CI + CC), cujo valor mínimo é de M\$ 90, resultando numa capacidade de intercâmbio de 150 MW.

Dimensionamento Ótimo: Expansão Especializada por Energia								
Custos (M\$)	Capacidade (MW)							
	0	50	100	150	200	250	300	350
CI	0	20	30	40	55	65	90	120
CO	250	160	100	75	58	50	45	45
CI+CO	250	180	130	115	113	115	135	165

Dimensionamento Ótimo: Expansão Especializada por Potência								
Custos (M\$)	Capacidade (MW)							
	0	50	100	150	200	250	300	350
CI	0	20	30	40	55	65	90	120
CC	150	85	65	47	38	32	28	28
CI+CC	150	105	95	90	93	97	118	148

Como essa capacidade é inferior à determinada pelo aspecto energético, a análise especializada resultaria numa capacidade final de 200 MW, conforme ilustrado na Figura 3.6.

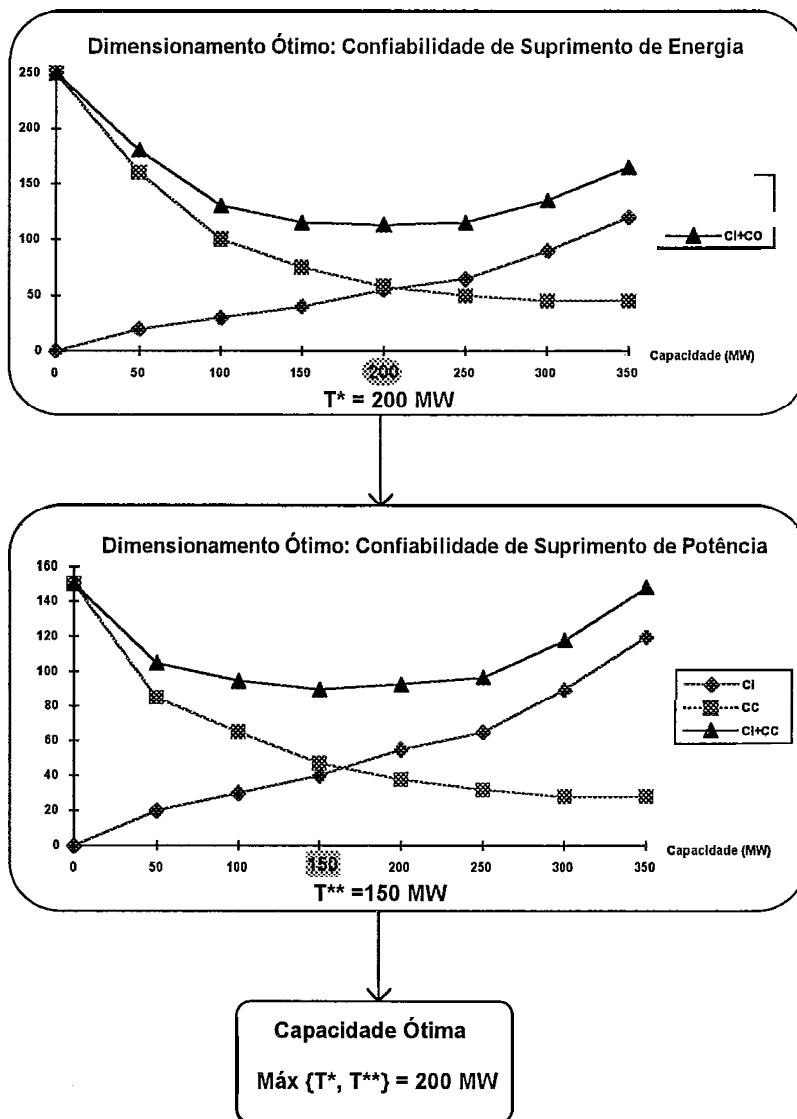


Figura 3.6 - Dimensionamento Ótimo: Análise Especializada



Já na análise *integrada* dos aspectos de energia e de potência, os custos de investimento, de operação e de confiabilidade (CI+CO+CC) seriam considerados simultaneamente, o que justificaria uma capacidade de 250 MW, superior ao valor ótimo da análise especializada.

Dimensionamento Ótimo: Análise Integrada								
Custos (M\$)	Capacidade (MW)							
	0	50	100	150	200	250	300	350
CI	0	20	30	40	55	65	90	120
CO	250	160	100	75	58	50	45	45
CC	150	85	65	47	38	32	28	28
CI+CC+CO	350	205	175	165	151	147	163	193

Os passos correspondentes à análise integrada são simbolizados na Figura 3.7.

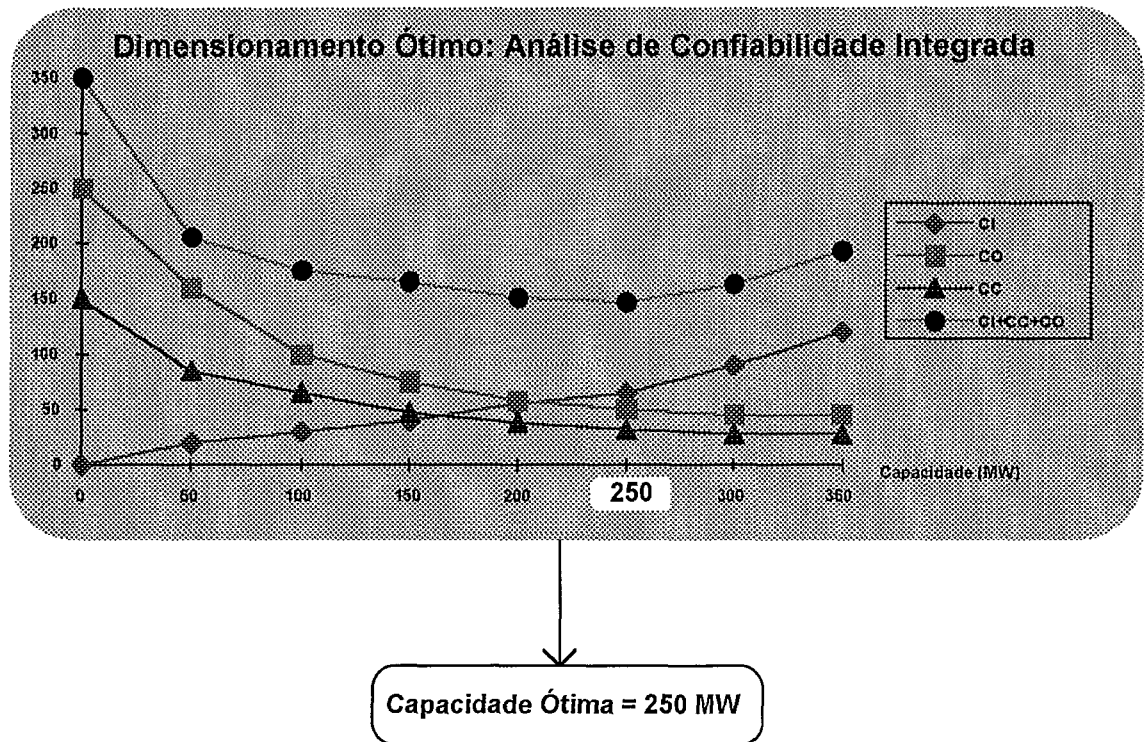


Figura 3.7 - Dimensionamento Ótimo: Análise Integrada

Naturalmente, dependendo do tipo de sistema, os valores relativos dos benefícios podem mudar, mas a conclusão permaneceria válida. Assim, por exemplo, num sistema de base térmica, os aspectos de potência poderiam prevalecer sobre os aspectos energéticos, mas isso não mudaria a validade do argumento. A importância dessa composição de benefícios tende a aumentar na medida em que os custos de transmissão crescem em relação aos custos de produção. Além disso, como os investimentos de transmissão se dão em degraus, muitas vezes um pequeno ganho, em termos de energia ou de potência, pode ser suficiente para passar de um circuito simples para dois circuitos, ou, em caso extremos, para viabilizar um elo de interligação, quando nenhum dos ganhos isoladamente justificasse nem mesmo um circuito simples.

### 3.5.2 Aspectos de Remuneração

No sistema elétrico brasileiro, a maior parte das usinas está localizada a distâncias da ordem de centenas de quilômetros dos principais centros de carga. Em consequência, cerca de 40.000 km de linhas de transmissão em AT e EAT cobrem hoje o território nacional. Como as novas usinas planejadas se encontram a distâncias ainda maiores dos centros de carga, os custos de transmissão representam hoje cerca de 30% das necessidades de investimento anual do setor elétrico, estimadas em US\$ 6 bilhões por ano, ao longo da próxima década.

Deste modo, um aspecto de importância crescente para as empresas de energia elétrica é a possibilidade de remunerar adequadamente os investimentos em transmissão, cada vez mais intensos. Esta preocupação é ainda maior no caso das interligações, cuja participação relativa no conjunto de investimentos em transmissão deve aumentar a médio e longo prazos.

Outro fator relevante, neste aspecto, é a tendência crescente de uso do sistema de transmissão como um *serviço* de transporte de energia, seja entre concessionárias, seja entre usinas e cargas de produtores independentes. Também neste caso, a adequada remuneração dos serviços de transmissão é fundamental na utilização otimizada do sistema como um todo.

O cálculo das tarifas de suprimento e de pedágio repousa, portanto, numa correta avaliação dos critérios de remuneração dos investimentos em geral e das interligações em particular. Deste ponto de vista, a análise especializada dos custos marginais de curto prazo, que servem de base para a maior parte dos métodos de cálculo de tarifas de suprimento e de pedágio, pode também levar a subestimativas das possibilidades de remuneração de circuitos de transmissão associados a interligações.

Esta possibilidade é evidenciada, de forma clara, pelo exame da remuneração anual de diversos circuitos existentes no sistema elétrico da Região Nordeste. Essas remunerações foram calculadas com base num estudo de custos marginais de transmissão a curto prazo. O Quadro 3.3 mostra os resultados deste estudo, evidenciando a variabilidade das contribuições de energia e ponta de cada um dos circuitos analisados.

**QUADRO 3.3 - REMUNERAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES**

Número	Circuitos Descrição	Remuneração anual*			Custo anual* de construção
		Energia	Ponta	Total	
1	B.Esperança - P.Dutra 500 kV	36.00	10.9	46.98	5.3
2	B.Esperança 230/500 kV	1.70	22.0	23.76	6.6
3	P.Afonso A - Milagres 230 kV	0.06	11.5	11.56	2.9
4	Milagres - P.Afonso B 230 kV	0.06	10.3	10.36	2.9
5	P.Afonso A - B.Nome 230 kV	0.03	5.7	5.73	1.9
6	B.Nome - P.Afonso B 230 kV	0.03	4.9	4.93	1.9
7	V.Conde 230/500 kV	0.00	4.9	4.90	3.5
8	Angelim 230/500 kV	0.09	3.6	3.69	2.1
9	B.Nome - Milagres 230 kV	0.04	2.3	2.34	0.9
10	Xingó - Messias 500 kV	0.05	2.2	2.25	5.3
11	Icó - Milagres 230 kV	0.04	1.7	1.74	1.3
12	Açu- Natal II 230 kV	0.09	1.6	1.69	1.9
13	Angelim - Recife 500 kV	0.00	1.4	1.40	4.6
14	S.A.Jesus - G.Mangabeira 230 kV	0.03	1.2	1.23	1.1
15	Mussuré - Pau Ferro 230 kV	0.00	1.2	1.20	0.9

\* Em US\$ 10E06

A Figura 3.8, extraída do Quadro 3.3, ilustra a participação relativa das contribuições de energia e ponta na remuneração dos diversos circuitos. Desta figura, fica claro que:

- no caso do circuito 1, cuja remuneração provém, em cerca de 80%, do transporte de energia, a contribuição em termos de confiabilidade é bastante significativa (cerca de

20%), rendendo cerca de MUS\$ 10.9, mais que o dobro do seu custo anual de construção (da ordem de MUS\$ 5.3);

- no caso do circuito 2, a remuneração por energia (MUS\$ 1.7) responde por menos de 10% da remuneração total, caracterizando uma interligação para confiabilidade. Neste caso, a consideração apenas dos aspectos energéticos seria insuficiente para viabilizar economicamente este circuito, cujo custo de investimento (MUS\$ 6.6) é superior ao benefício de energia, mas bastante inferior ao benefício de capacidade (MUS\$ 22.0);
- no caso dos demais circuitos analisados, a contribuição de cada circuito para melhoria da confiabilidade prevalece sobre a contribuição para redução do custo de operação do sistema, reduzindo substancialmente a participação relativa dos benefícios de energia na remuneração total dos circuitos.
- no conjunto dos circuitos mostrados, cerca de 70% da remuneração provém dos benefícios de confiabilidade, enquanto que os benefícios de energia respondem pelos restantes 30% da remuneração total.

Os fatos apontados mostram que pode haver uma participação importante dos custos de confiabilidade nas decisões de implementação ou reforço das interligações, uma vez que a expansão da interligação envolve, com frequência, circuitos adjacentes aos terminais do elo principal. Assim, no sistema em foco, considerando a interligação formada pelos dois primeiros circuitos da tabela acima (B.Esperança - P.Dutra 500 kV e B.Esperança 230/500 kV), ter-se-ia uma remuneração total de M\$ 70,6, dos quais M\$ 37,7 (53,4%) seriam devidos à parcela de energia e M\$ 32,9 (46,6%) seriam devidos à parcela de confiabilidade.

Fica evidenciada, assim, a necessidade e a importância da análise integrada no cálculo dos custos marginais de transmissão e, com base nestes, das tarifas de transporte e de pedágio.

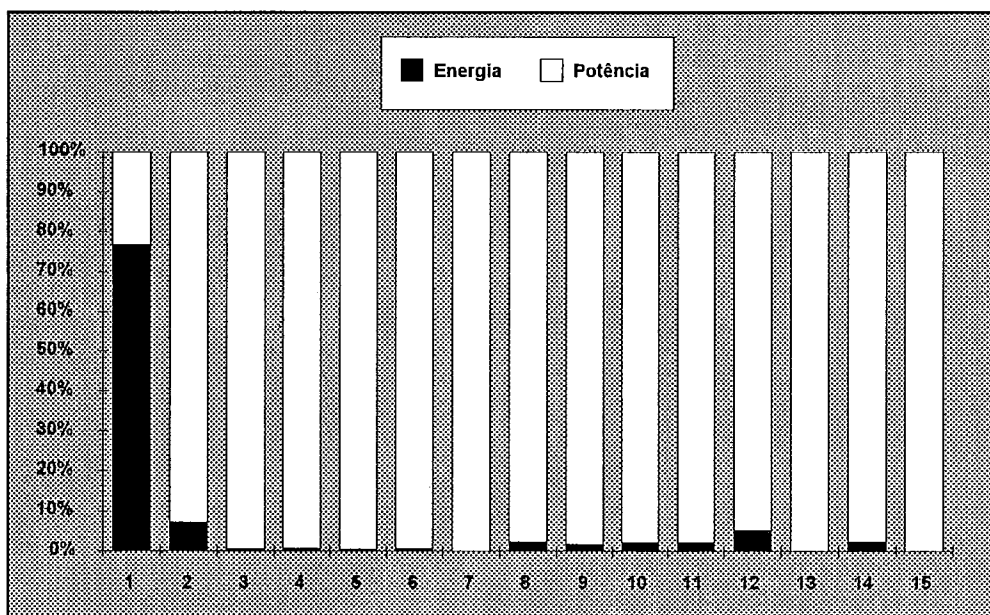


Figura 3.8 - Remuneração de Circuitos de Transmissão

Estes resultados reforçam também a importância da análise integrada no planejamento a longo prazo de sistemas interligados, principalmente no caso de múltiplas interligações entre subsistemas inicialmente isolados. Nesta situação, a participação relativa de cada tipo de benefício pode variar ao longo do tempo, o que pode levar a distorções na análise comparativa de alternativas de reforço das diversas interligações, no caso da análise especializada.

### 3.5.3 Aspectos de Confiabilidade

A decisão quanto à construção de uma nova interligação ou quanto ao reforço de uma interligação existente é função basicamente dos benefícios propiciados pela construção ou pelo reforço da interligação e dos custos incorridos na sua implementação. Assim, a atratividade econômica da interligação aumenta à medida em que os benefícios superam os custos.

Ocorre que tanto os benefícios quanto os custos são fortemente influenciados pelos critérios de confiabilidade adotados no planejamento do sistema. No caso dos benefícios, isso se explica se considerarmos que as reduções de custo operativo dependem, em larga escala, da capacidade de intercâmbio de energia. Por sua vez, a capacidade de intercâmbio de energia é obtida pela soma ponderada dos limites de transferência de potência, onde os pesos são as durações dos patamares de carga. Como os limites de transferência de potência são definidos pelos critérios de confiabilidade, fica estabelecida a dependência.

Para melhor ilustrar esse ponto, apresenta-se na tabela a seguir os limites de intercâmbio Sudeste-Sul, calculados pelo GTIN-Grupo de Trabalho para Estudo da Interligação Sul-Sudeste em 1992, com base em estudos do sistema em regime permanente [Relatório GTIN 1992 - Estudos em Regime Permanente, Curitiba, outubro de 1992]. Os limites de intercâmbio citados foram calculados sob duas condições: sistema completo (critério "N") e sob contingência (critério "N-1"). Os valores apresentados correspondem à situação de carga intermediária, onde geralmente ocorrem os maiores intercâmbios de energia. Da tabela e do gráfico, observa-se que a observância do critério de confiabilidade reduz substancialmente a capacidade de transferência de energia do elo de interconexão.

**QUADRO 3.4 - LIMITES DE INTERCÂMBIO SUL-SUDESTE (MW) - CARGA MÉDIA**

Critério	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
"N"	3885	3901	3903	4104	4326	4141	4285	4283	4276	4327
"N-1"	2783	2897	2930	2989	3246	3252	3169	3166	3214	3205
Variação	1102	1004	973	1115	1080	889	1116	1117	1062	1122

Em relação aos custos, a dependência pode ser melhor entendida se considerarmos que são necessários pelo menos dois circuitos para atender ao critério N-1, tradicionalmente usado no planejamento da transmissão, mesmo quando apenas um circuito é suficiente para atender aos requisitos de transporte de energia. Considerando a extensão dos circuitos de interligação existentes e planejados (na faixa de 600 a 2400 km) fica evidente o impacto econômico deste tipo de critério.

Em decorrência do exposto, o planejamento das interligações se encontra hoje perante um impasse, ainda não completamente resolvido, qual seja:

- não considerar os aspectos de confiabilidade de transmissão das interligações melhora substancialmente a capacidade de intercâmbio e viabiliza economicamente muitos projetos, às custas de uma possível degradação do nível de confiabilidade do sistema
- considerar os aspectos de confiabilidade de forma estrita pode inviabilizar economicamente não só diversos projetos de interligação mas também muitos aproveitamentos remotos, com substancial redução da confiabilidade e/ou aumento de custos no suprimento de energia ao mercado.

A origem deste conflito reside, em última análise, na *especialização* dos critérios de garantia de suprimento de energia e de potência usados atualmente no planejamento da expansão do sistema. Devido à natureza predominantemente hidráulica do sistema de geração brasileiro,

associada a outros fatores (pequena sazonalidade do mercado, capacidade instalada excessiva em algumas usinas, achatamento da curva de carga por motivos tarifários, etc.), o fator determinante da expansão do sistema de geração tem sido o atendimento aos critérios de confiabilidade de energia. Como os custos de transmissão regionais tem representado parcela reduzida dos investimentos totais em geração-transmissão (cerca de 15%, em média), a análise de atendimento aos requisitos de potência ficou reduzida a uma verificação da margem de reserva.

Em consequência, os critérios de confiabilidade de energia e de ponta foram estabelecidos de forma separada, sem nenhuma preocupação quanto à sua integração. De forma similar, o desenvolvimento dos modelos usados no planejamento da expansão de energia e de ponta também ocorreu de forma separada: expansão para produção de energia e expansão para suprimento de potência. Desse modo, ficou estabelecida, implicitamente, uma especialização de critérios e modelos:

- critérios de confiabilidade de energia para planejamento da expansão da geração
- critérios de confiabilidade de potência para o planejamento da transmissão.

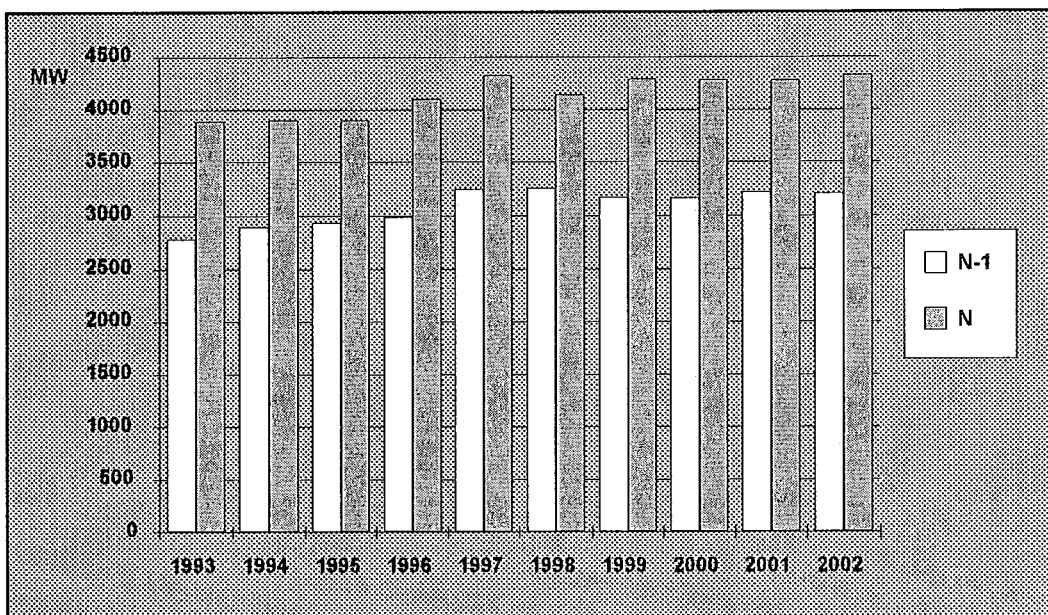


Figura 3.8 - Influência da Confiabilidade sobre Limites de Intercâmbio

Esta especialização representa uma prática consagrada no planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, e não apresenta maiores dificuldades, no caso geral, com uma exceção histórica: o planejamento de interligações. Neste caso, a natureza híbrida da interligação (componente de transmissão com forte influência na geração) trouxe à tona esse conflito, não resolvido até hoje, por dois motivos principais:

- elevado nível de reserva de geração: reduz risco de falha por deficiência de capacidade
- indisponibilidade de métodos e modelos adequados para resolver este tipo de problema.

Uma análise dos cenários de evolução do sistema interligado brasileiro revela no entanto uma progressiva mudança do quadro histórico, no que diz respeito aos níveis de reserva tradicionalmente praticados, por diversos motivos:

- Permanência de restrições financeiras conjugada com participação crescente dos custos de transmissão nos custos globais de expansão;
- Esgotamento de recursos hídricos nas Regiões Sudeste e Nordeste: o mercado destas regiões deverá ser atendido por geração hidráulica remota e por geração térmica local;
- Tanto a geração térmica local como a hidráulica remota apresentam fator de capacidade *acima* do fator de carga do mercado, deteriorando o balanço de potência destas regiões;
- A rigidez operativa de Itaipu e de outras grandes obras contribui para elevar mais ainda o fator de capacidade do sistema gerador.
- Possibilidades de interligação internacionais com sistemas térmicos (Argentina, p. ex.)

Estas mudanças em relação à situação histórica apontam para a importância crescente do fator confiabilidade de potência como determinante dos custos de expansão do sistema e, em consequência, da viabilidade econômica de futuros aproveitamentos hidro e termelétricos. Como um primeiro reflexo desta mudança, foram feitas algumas tentativas no sentido de atenuar os efeitos da especialização dos critérios de planejamento da geração e da transmissão (como por exemplo os conceitos de flexibilidade do ponto de operação e de redespacho de geração), sem contudo resolver totalmente o problema.

### 3.6 CONCLUSÕES

A análise da metodologia de planejamento evidenciou a necessidade e a oportunidade de se desenvolver uma nova concepção de planejamento, capaz de lidar, simultaneamente, com restrições de energia e de capacidade, a partir de sua compatibilização interna. No momento em que for obtida a integração dos critérios e modelos de energia e de potência, estará resolvido, em grande parte, o conflito de critérios que tem dificultado não só o planejamento das interligações, mas também o dimensionamento de outros componentes do sistema, que contribuam tanto em termos de energia quanto de potência, como é o caso, tipicamente, dos circuitos necessários à integração de novas usinas ao sistema.

A compatibilização dos critérios, métodos e modelos utilizados no planejamento de interligações deve ser feita considerando não só as questões conceituais, mas também os aspectos computacionais. Esses aspectos são analisados nos capítulos a seguir, sob três enfoques:

- *Metodologia para Planejamento de Interligações*: avalia o problema de planejamento das interligações tomando como referência as metodologias atualmente em uso no Brasil para planejamento de interligações regionais;
- *Critérios para Planejamento de Interligações*: avalia o problema de planejamento das interligações tomando como referência os critérios adotados no planejamento de interligações e os conceitos da análise de confiabilidade; desta avaliação resulta uma metodologia de compatibilização de critérios.
- *Modelos para Planejamento de Interligações*: com base em conceitos de otimização e técnicas de decomposição, propõe-se um modelo de planejamento integrado.

## **4. PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES: METODOLOGIAS**

No presente capítulo, abordam-se as metodologias utilizadas no dimensionamento das interligações regionais. Descreve-se inicialmente o processo de dimensionamento das interligações, nos horizontes de médio e de longo prazo, juntamente com uma análise dos modelos usados no planejamento das interligações. São discutidas a seguir as limitações das metodologias em uso e ressaltadas as possibilidades de aplicar técnicas de otimização matemática, em substituição ou complementação aos procedimentos manuais em uso.

### **4.1 HORIZONTES DE PLANEJAMENTO**

Na prática atual do setor elétrico, o processo de planejamento compreende uma sequência de atividades que cobre um período de análise de 30 anos, o que torna imperativa sua divisão em sub-períodos, conforme especificado a seguir:

- planejamento a longo prazo: visa definir a estratégia de expansão do sistema num horizonte de até 30 anos, a partir das perspectivas de desenvolvimento econômico, tecnológico e industrial do país; estabelece também metas para o planejamento a médio-prazo.
- planejamento a médio prazo: visa definir a expansão do sistema num horizonte de 15 anos, condicionada pela estratégia de longo prazo mas levando em conta a evolução da conjuntura atual; o produto principal desta etapa é o Plano Decenal de Expansão
- planejamento a curto prazo: tem como objetivo ajustar as decisões concernentes à expansão do sistema às variações mais recentes nas variáveis mais importantes a curto-prazo, tais como mercado e restrições financeiras; tem como principal produto o plano de obras de geração e de transmissão num horizonte de 5 anos.

A revisão dos estudos de longo prazo, que coincide com a elaboração de um novo plano estratégico, é em geral realizada quando se prenunciam importantes mudanças nas variáveis macroeconômicas ou em parâmetros estratégicos para a economia. Os estudos de médio prazo são revisados em geral a cada dois anos e os estudos de curto prazo, que dependem de variáveis conjunturais, são revisados em intervalos anuais.

O planejamento das interligações regionais segue a mesma filosofia e os mesmos critérios de divisão em etapas que o planejamento em geral, comportando um conjunto de critérios, métodos e modelos adequados aos diversos horizontes de planejamento. Assim, temos:

- horizonte de longo prazo: enfatizam-se os aspectos tecnológicos e a estrutura básica do sistema interligado (configuração de ano-horizonte), sem maiores preocupações com as datas de entrada em operação dos elos de interligação.
- horizonte de médio prazo: com menor grau de incerteza no plano de expansão da geração e nas projeções de mercado, são feitos estudos detalhados das interligações, com vistas a definir suas características básicas e as datas de entrada em operação dos componentes dos elos de interligação.
- horizonte de curto prazo: são tomadas decisões quanto ao início de construção dos elos de interligação, sujeitas à disponibilidade de recursos para investimentos, através de um processo de priorização de obras de transmissão.

No que segue, abordam-se as metodologias em uso no planejamento a longo, médio e curto prazos das interligações regionais, visando identificar suas premissas e as limitações de modelagem atuais.

## 4.2 PLANEJAMENTO A LONGO PRAZO

O planejamento das interligações a longo prazo tem como objetivo básico definir a topologia do sistema interligado, a partir das necessidades de transferência de energia entre regiões, e selecionar as tecnologias de transmissão mais adequadas para cada interligação. Além destes resultados diretos, os estudos da transmissão a longo prazo servem de cenário para os estudos de médio prazo. Atualmente, o principal objeto de interesse dos estudos neste horizonte são as interligações entre a Amazônia e as Regiões Sudeste e Nordeste. Como o estudo destas interligações envolve decisões de desenvolvimento tecnológico, os horizontes de análise atualmente considerados variam de 15 a 20 anos. A descrição a seguir se baseia na metodologia adotada no planejamento destas interligações regionais, ilustrada na Figura 4.1.

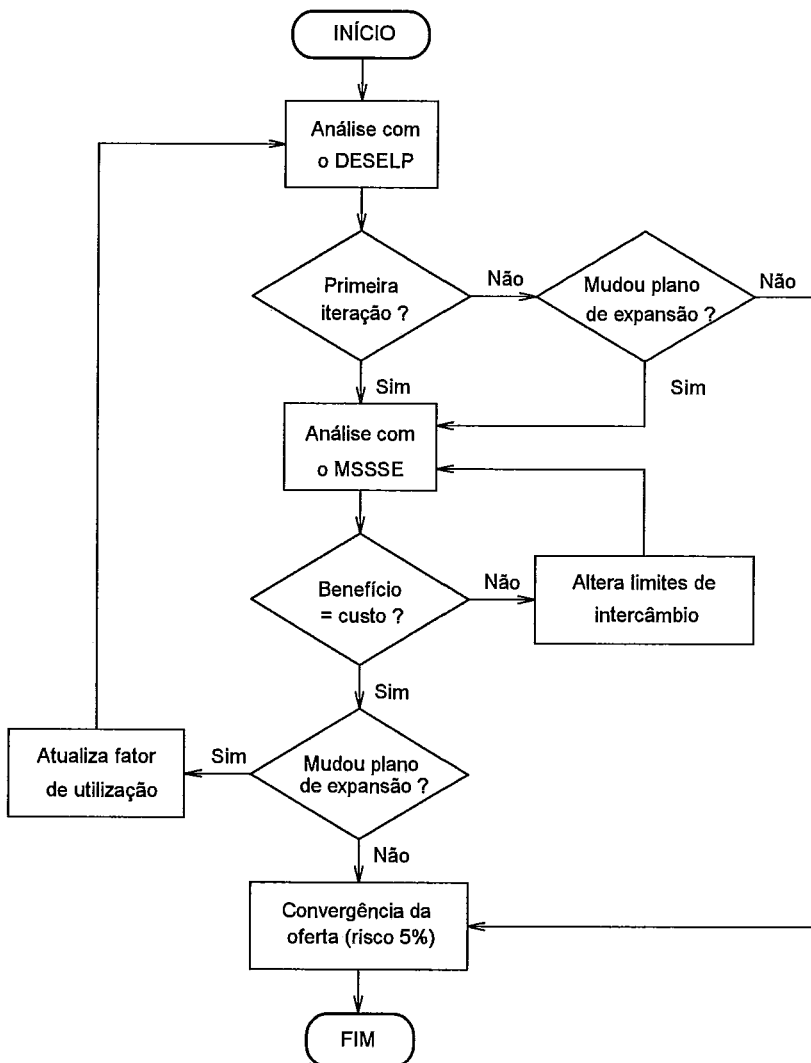


Figura 4.1 - Planejamento de Interligações a Longo Prazo - Metodologia

Com base num cadastro de projetos de geração e interligação, um modelo de otimização global determina a composição ótima do sistema, de forma a minimizar o valor atual dos custos de investimento e de operação ao longo do horizonte de planejamento. A partir do plano de expansão tentativo fornecido pelo modelo global, um modelo de simulação energética detalha a operação do sistema. Com os resultados obtidos na simulação, o planejador



ajusta manualmente os limites de intercâmbio e determina novo plano de expansão, o qual é novamente analisado e reajustado, até que dois planos sucessivos coincidam. A metodologia descrita é detalhada no Quadro 4.1.

**QUADRO 4.1 - PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES - LONGO PRAZO**

<b>Expansão inicial do sistema (DESELP)</b>	Calcula necessidades de intercâmbio regionais Seleciona configurações típicas (5 anos) Atribui vazões às usinas sem histórico de afluições
<b>Análise de desempenho (MSSSE)</b>	Simula 2000 séries sintéticas de afluições Custos marginais nivelados: calcula intercâmbios mensais Caso contrário: novo plano de expansão
<b>Cálculo da capacidade de intercâmbio (Planejador)</b>	Calcula benefício incremental das interligações (US\$/MWh) Benefício $\neq$ custo incremental ? ajusta capacidade de intercâmbio <b>Refaz análise de desempenho do sistema</b>
<b>Nova expansão do sistema</b>	Fator de utilização = fluxo médio anterior/limite de intercâmbio atual Refaz expansão com novo fator de utilização das interligações <b>Plano atual <math>\neq</math> plano anterior ? analisa desempenho do sistema</b>
<b>Cálculo dos intercâmbios mensais</b>	Calcula oferta de energia com risco de 5% Distribui mercados entre regiões (proporcional ao mercado de expansão) Calcula fluxos nas interligações: interface com estudos de transmissão

Esta metodologia segue um padrão clássico em estudos de planejamento da geração, qual seja: uso interativo de um modelo de análise global e de um modelo de simulação, cujas características são sintetizadas no Quadro 4.2.

**QUADRO 4.2 - MODELOS USADOS NO PLANEJAMENTO A LONGO-PRAZO**

Características Principais	Modelo	
	DESELP	MSSSE
Função Objetivo	Custo de Expansão	Custo de Operação
Variáveis de Decisão	Contínuas/projeto	Contínuas/subsistema
Projeção de Mercado	Cenários Quinquenais	Cenários Anuais
Curva de Carga	Patamares (3)	Patamares (3)
Confiabilidade de Energia	Energia Firme	Nível de Risco (5%)
Confiabilidade de Potência	Reserva de Ponta	Não considera
Condições Hidrológicas	Implícitas	Séries Sintéticas
Sistema de Geração	Usina Individualizada	Sistema Equivalente
Sistema de Transmissão	Multiárea malhado	Multiárea radial
Limites de Intercâmbio	Energia/Ponta	Energia
Intervalo de Discretização	Anual ou maior	Mensal
Técnica de Solução	Programação Linear	PD Estocástica

O modelo global atualmente usado no planejamento de longo prazo é o DESELP (DEterminação do Sistema Elétrico a Longo Prazo), baseado em programação linear e desenvolvido pela Eletrobrás/Cepel. Este modelo visa minimizar o valor atualizado de custos de investimento e operação, considerando restrições de atendimento ao mercado e limites de intercâmbio. As usinas são caracterizadas por energia firme e média, potência máxima, custos (instalação, incremental de ponta, O&M, integração regional, combustível).

Os custos de integração das usinas à rede são custos médios de transmissão, em US\$/kW, considerando as usinas integradas a coletores regionais e estes conectados pelas interligações. A curva de carga é representada em três patamares: ponta, intermediária e leve. O sistema é

subdividido em regiões elétricas interligadas por circuitos com custos unitários de expansão fornecidos pelo usuário. Com base nestas informações, o modelo determina automaticamente a estratégia de expansão, em intervalos quinquenais, com horizontes de até 30 anos.

A aplicação do DESELP é complementada com o modelo MSSSE (Modelo de Simulação a SubSistemas Equivalentes), que permite avaliar intercâmbios de *energia* entre subsistemas *radialmente* interligados. Neste modelo, as usinas hidrelétricas são agregadas em usinas equivalentes, em cada subsistema. A política de operação do sistema visa minimizar o custo de geração térmica. A alocação da geração térmica dentro de cada subsistema é feita por ordem de mérito e a coordenação hidrotérmica é baseada em programação dinâmica estocástica. Tabelas de decisão informam a geração de cada classe térmica, em função do estado dos reservatórios equivalentes e da tendência hidrológica (afluência no mes anterior).

As interações entre o planejador e os modelos de otimização e de simulação são detalhadas na Figura 4.2, que especifica também os dados de entrada e os parâmetros de interface entre planejador e modelos. Como se observa da figura, neste processo, tanto grandezas físicas (plano de expansão, fator de utilização, limites de intercâmbio) quanto econômicas (custos marginais de geração) são usadas para coordenar o processo de síntese heurística.

Uma vez determinada a topologia do sistema interligado e a capacidade de intercâmbio de energia de cada interligação, o passo seguinte consiste em dimensionar cada interligação, conforme descrito a seguir.

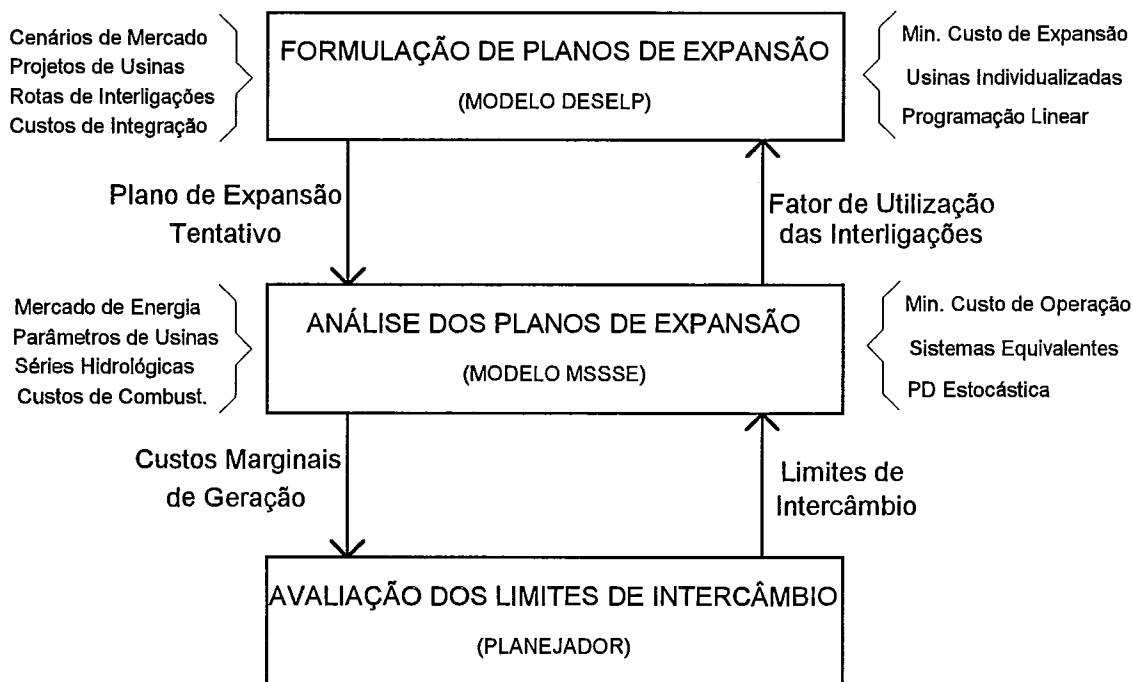


Figura 4.2 - Planejamento de Interligações a Longo Prazo - Modelos

### 4.3 PLANEJAMENTO A MÉDIO PRAZO

No horizonte de médio prazo, o planejamento das interligações tem como objetivos principais definir a data de entrada em operação e otimizar a capacidade dos componentes da rede de interligação (número de circuitos, tipo e montante de compensação reativa, etc.), levando em conta configurações de referência e custos marginais de expansão definidos no horizonte de longo prazo.

Em termos físicos, uma interligação não se distingue de um circuito de transmissão normal. Nos aspectos operacionais, no entanto, há diferenças marcantes entre os circuitos de transmissão normais e as interligações, quais sejam:

- As interligações tem a importante função adicional de permitir a coordenação da operação dos reservatórios e das centrais térmicas, de forma a minimizar o valor esperado do custo de produção, através da transferência de energia entre as regiões, em função das afluências e dos estoques de água em cada região.
- O carregamento dos circuitos de transmissão apresenta forte correlação com a curva de carga, o que permite dimensioná-lo a partir do seu carregamento no horário de ponta do sistema. O carregamento das interligações depende também da curva de carga, que pode ser ou não determinante da capacidade de intercâmbio, dependendo da diversidade de carga, da diversidade hidrológica e também da política de operação do sistema interligado.

Ao contrário de um circuito de transmissão, portanto, o carregamento das interligações depende fundamentalmente das condições hidrológicas e de carga do sistema e seu dimensionamento requer o uso combinado de modelos de simulação elétrica (fluxo de potência, estabilidade, etc.) e energética. Em consequência, o processo de dimensionamento hoje praticado nas empresas do setor, ilustrado na Figura 4.3, compreende três tipos de avaliação:

- Estudos Energéticos: tem como objetivo definir, para uma dada capacidade de transferência, os níveis de intercâmbio necessários em cada condição hidrológica.
- Estudos elétricos: tem como objetivo básico maximizar a transmissão de energia entre subsistemas, e tem como resultado principal os limites de intercâmbio para cada configuração analisada.
- Estudos econômicos: tem como objetivo identificar a alternativa de expansão de melhor relação benefício-custo, visando ao dimensionamento ótimo da interligação.

Numa primeira etapa dos estudos, é feito um diagnóstico, visando determinar se as interligações existentes ou anteriormente planejadas suportam os intercâmbios definidos nos estudos energéticos sem violação de critérios de confiabilidade. Se suportarem, nenhuma investigação adicional é necessária. Em caso contrário, inicia-se uma segunda etapa de estudos, na qual alternativas de reforço da interligação são formuladas e avaliadas, tanto do ponto de vista energético quanto elétrico, até que uma adequada solução de compromisso entre benefícios e custos da interligação seja atingida.

As etapas de dimensionamento podem ser resumidas como segue:

- Balanço de energia/potência: indica superávit ou déficit de cada subsistema;
- Comparação de necessidades de transferência com capacidade de intercâmbio:  
 ⇒ sistema existente permite transferência: decisão de planejamento da operação  
 ⇒ caso contrário: decisão de planejamento da expansão (reforço da interligação)
- Síntese e avaliação de alternativas de reforço.

No processo de síntese e avaliação de alternativas, o planejador é responsável pela formulação de planos de expansão alternativos para o sistema elétrico e pela seleção do plano que minimiza os custos totais de planejamento e de operação, que incluem:

- valor esperado dos custos de geração térmica
- valor esperado dos custos de déficit no sistema interligado
- custos de investimentos na interligação e de reforços nas redes internas

O processo de dimensionamento exige muita interação entre estudos energéticos e elétricos. Esta interação é particularmente complexa em sistemas hidrotérmicos com reservatórios plurianuais, dado que um aumento na capacidade de transferência num certo ano modifica a operação do sistema por vários anos à frente, dependendo da capacidade de armazenamento do sistema. Em consequência, o dimensionamento de interligações entre sistemas hidrotérmicos deve ser feito dinamicamente, levando em conta a evolução da carga e do sistema.

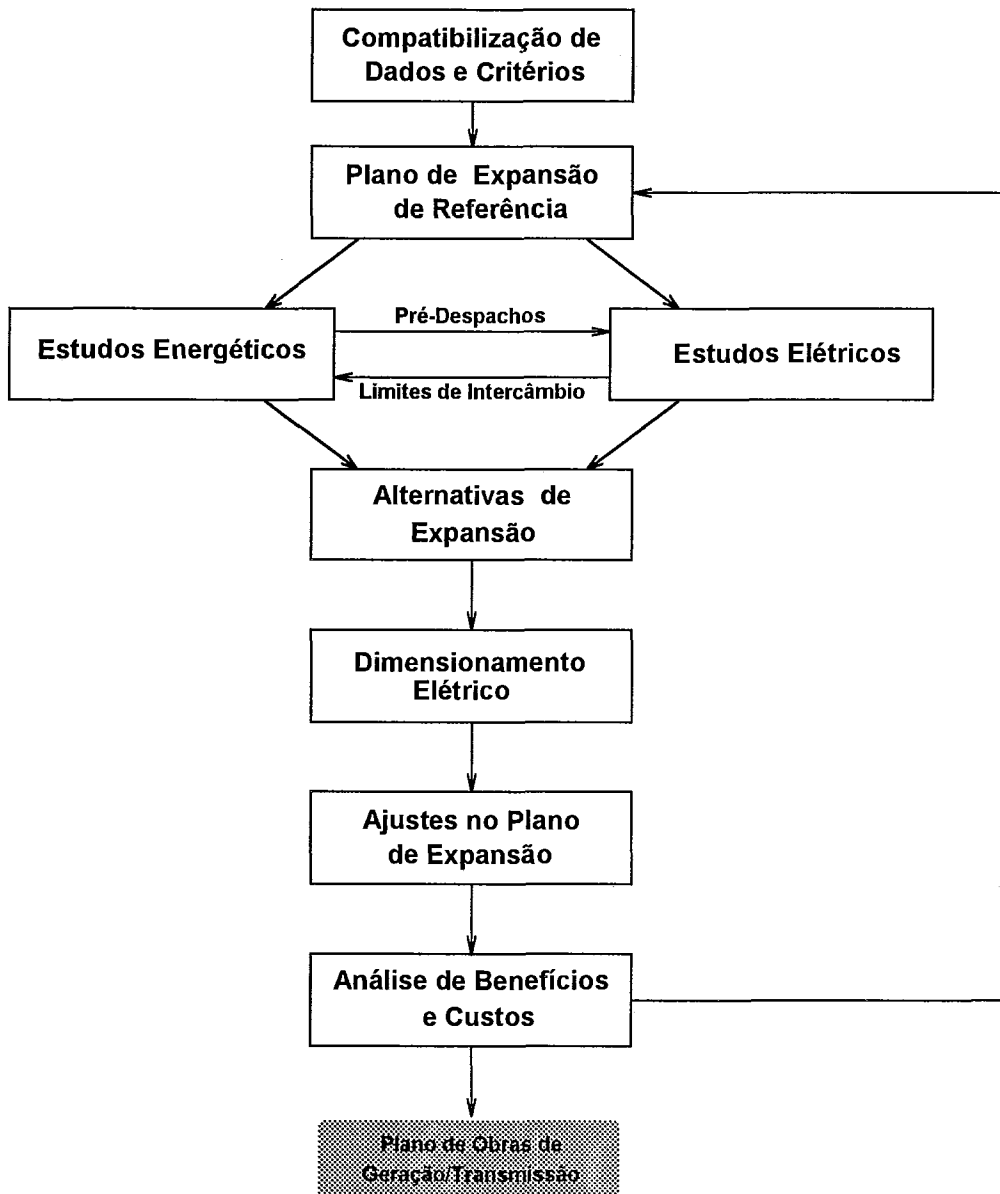


Figura 4.3 - Planejamento de Interligações a Médio Prazo - Metodologia

As interações entre o planejador e os modelos de otimização e de simulação são detalhadas na Figura 4.4, que especifica também os dados de entrada e os parâmetros de interface entre planejador e modelos. Como se observa da figura, neste processo, tanto grandezas físicas (plano de expansão, metas energéticas, limites de intercâmbio) quanto econômicas (benefício incremental) são usadas para coordenar o processo de síntese heurística.

Comparando as Figuras 4.2 e 4.4, observa-se que o processo de dimensionamento é similar à metodologia de planejamento a longo prazo, ressalvadas algumas diferenças de modelagem. A diferença principal entre os procedimentos está no uso de modelos de simulação mais detalhados na fase de dimensionamento e na inexistência de um modelo de otimização para formulação de alternativas de expansão a médio prazo.

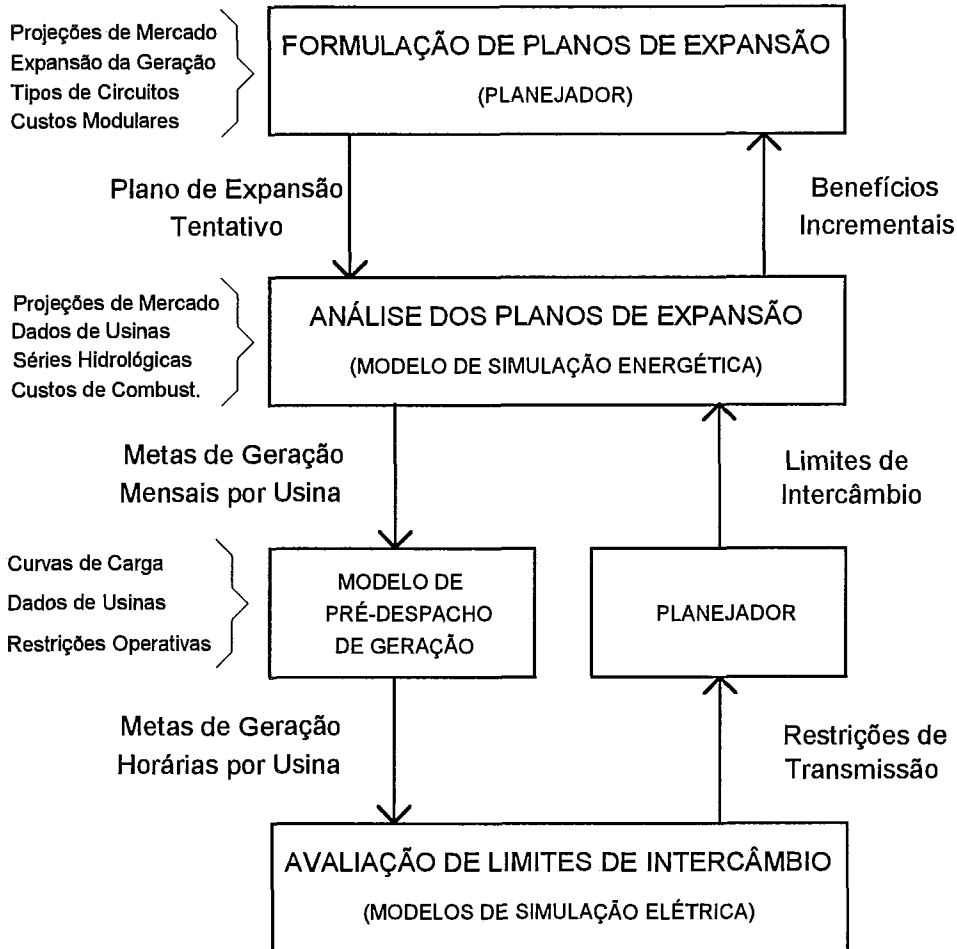


Figura 4.4 - Planejamento de Interligações a Médio Prazo - Modelos

Os modelos de simulação energética procuram reproduzir o comportamento do sistema hidrotérmico em base de médias mensais, sob diversas condições hidrológicas e de carga. A lógica dos modelos visa ao atendimento do mercado, dentro de uma precisão especificada, considerando as restrições operativas (vazão mínima, faixas de operação, níveis máximo e mínimo dos reservatórios, limites de intercâmbio, etc) e as regras de operação do sistema (prioridades de enchimento/esvaziamento de reservatórios, curvas-guia de térmicas, etc). Como resultado, os modelos de simulação fornecem:

- produção média mensal de cada usina
- potência disponível nas usinas hidroelétricas
- intercâmbios médios mensais de energia

O modelo de pré-despacho de geração desagrega a produção mensal de cada usina em produções horárias, levando em conta restrições de operação neste nível (rampa, por ex.). Com base nos despachos horários, estudos de fluxo de potência e de estabilidade permitem determinar os limites de intercâmbio. Violações de limites de capacidade ou de tensão são reali-

mentados para o modelo de pré-despacho, visando compatibilizar o perfil de produção com a capacidade de transmissão do sistema. Esse processo é repetido até que o limite de transferência da interligação seja atingido. Com base neste limite, os modelos de simulação determinam os custos de produção, que podem incluir déficits em um ou mais dos subsistemas.

Essas investigações mais detalhadas são normalmente realizadas para um número limitado de cenários de geração/carga, tipicamente para as cargas pesada, intermediária e leve e hidrologias úmida e seca em cada região, de forma a caracterizar o máximo carregamento da interligação em cada sentido de fluxo.

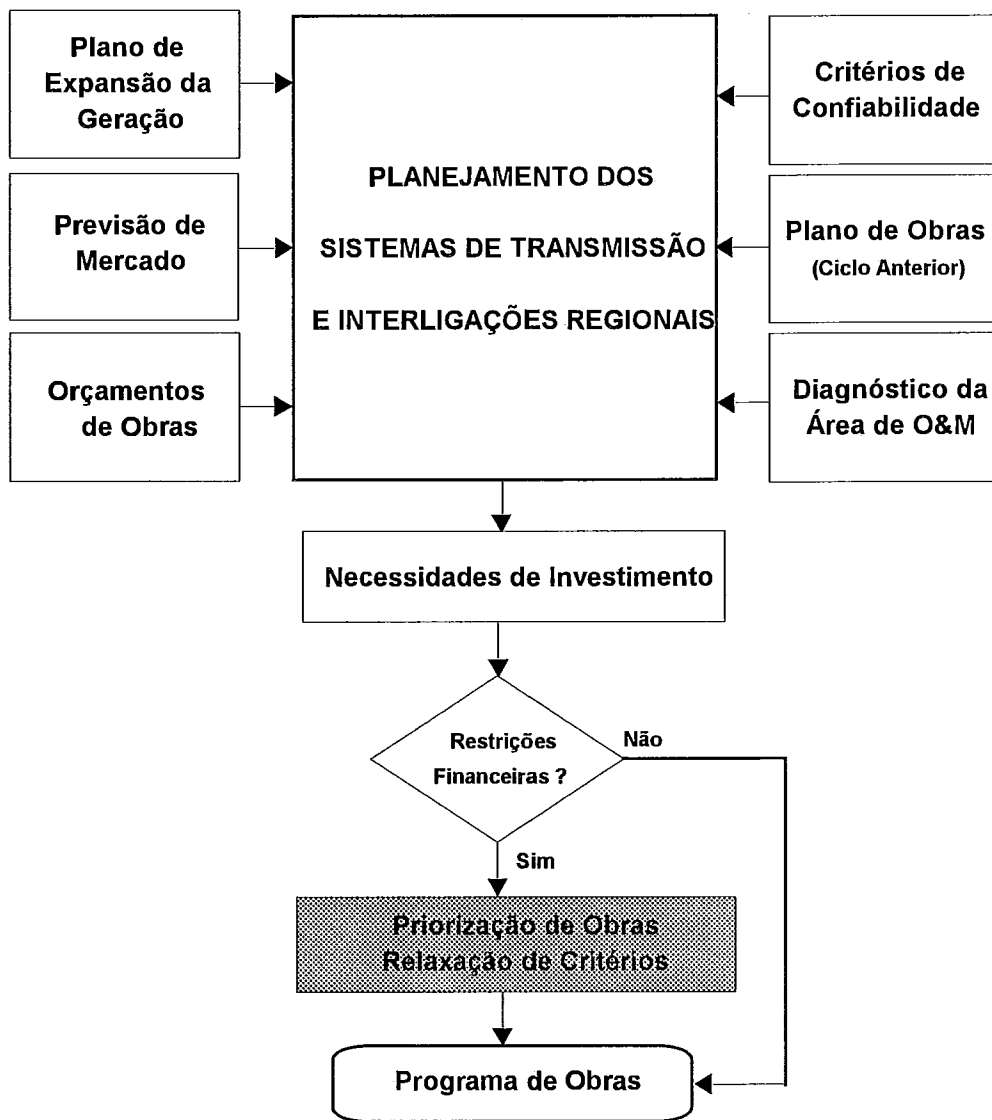


Figura 4.5 - Planejamento de Interligações a Curto Prazo - Metodologia

#### 4.4 PLANEJAMENTO A CURTO PRAZO

Nesta etapa, o objetivo do planejamento é ajustar o plano de expansão de referência a condicionantes conjunturais, tais como: disponibilidade de recursos financeiros, técnicos e humanos, restrições empresariais e setoriais, entre outros. Como produto desta etapa, ilustrada na Figura 4.5, resultam o programa de investimentos e eventuais recomendações operativas, caso existam dificuldades para o atendimento ao mercado dentro dos critérios de confiabilidade vigentes.

No caso de restrições financeiras, é usualmente realizada a priorização dos projetos de investimento, que define o subconjunto de projetos passível de implementação dentro do orçamento disponível. Se o adiamento de obras levar à necessidade de racionamento de energia, devem ser definidas medidas de administração de carga, juntamente com a redução de folgas operativas, visando minimizar o impacto econômico e social das restrições de investimento.

Os modelos necessários, nesta etapa, são modelos de análise de redes, modelos de confiabilidade composta e de subestações, modelos de priorização de obras de transmissão e modelos de simulação de carregamentos de transformadores.

No caso das obras associadas às interligações, a questão mais importante a resolver, neste horizonte, é o estabelecimento de critérios e procedimentos adequados para permitir a inclusão destes projetos no processo de priorização de investimentos. Devido às características peculiares das obras de interligação (componentes de transmissão com forte influência energética), a rentabilidade imediata destas obras num contexto de transmissão “puro” tende a ser baixa, o que se reflete em índices de mérito desfavoráveis e portanto na postergação destas obras, mesmo quando essenciais para um suprimento energético econômico e confiável ao mercado.

Essa distorção é resultado também da especialização de métodos e modelos, anteriormente analisada, na medida em que os modelos de análise elétrica não capturam os benefícios associados à melhoria da confiabilidade de energia, nem os modelos energéticos capturam os benefícios de confiabilidade de potência das interligações. Como a participação relativa dos benefícios varia bastante de um componente do sistema para outro, somente uma integração dos resultados de cada tipo de análise pode definir com exatidão a efetiva contribuição de cada obra para a melhoria de confiabilidade global do sistema.

Conclui-se, do exposto, que o conceito de planejamento integrado é importante não só no planejamento de novas interligações, mas também na priorização das obras de transmissão associadas às interligações, na medida em que a comparação de obras com distintas características pode levar a distorções na ordenação. Assim, antes de se realizar a priorização, é necessário identificar as características de cada obra e aplicar modelos de priorização adequados a cada categoria de projetos.

Além de evitar distorções na análise, este procedimento permite ampliar o escopo da metodologia de priorização, hoje restrita a obras de transmissão, no sentido de ordenar obras de geração juntamente com obras de transmissão. Desta maneira, estar-se-ia estendendo o conceito de planejamento integrado também ao horizonte de curto prazo.

## 4.5 CONCLUSÕES

Neste ponto, cabe destacar algumas conclusões, particularmente no que diz respeito às limitações das metodologias descritas. No horizonte de longo prazo, as principais limitações são as seguintes:

- O modelo de análise global só considera variáveis de investimento contínuas, incompatíveis com a natureza discreta dos projetos de expansão;
- O modelo de simulação só permite considerar sistemas com configuração radial, o que dificulta a aplicação da metodologia a estruturas não radiais;
- A análise benefício/custo das interligações não leva em conta a confiabilidade de potência, podendo subestimar os benefícios das interligações;
- Qualidade da síntese depende fortemente da experiência do planejador.

A metodologia de planejamento a médio prazo de interligações apresenta também várias limitações, quais sejam:

- Tanto a formulação de alternativas de expansão quanto o cálculo de limites de intercâmbio são feitos por tentativa e erro, o que limita severamente o número de alternativas a analisar e/ou o número de cenários examinados, além de não garantir a otimalidade da solução;
- Os modelos de simulação energética a usinas individualizadas, usados neste tipo de estudo, limitam severamente o número de subsistemas e só permitem configurações radiais, o que dificulta a aplicação da metodologia a sistemas multiárea não radiais;
- A análise benefício/custo das interligações não leva em conta os benefícios de confiabilidade de potência, podendo subestimar os benefícios das interligações;
- Qualidade da síntese depende fortemente da experiência do planejador.

A metodologia de planejamento de curto prazo de interligações apresenta limitações decorrentes das etapas anteriores, adicionadas à inexistência de modelos de priorização adequados ao tratamento de componentes de transmissão com alto valor energético, como é o caso dos elos de interligação.

Uma característica comum às metodologias de planejamento analisadas é que ambas envolvem um processo de decisão em duas etapas: formulação de alternativas de expansão e análise das alternativas de expansão. No caso do planejamento a longo prazo, a formulação de alternativas tem o apoio de um modelo de otimização e na de médio prazo a formulação é feita pelo planejador. Nos dois processos, a interação entre os subproblemas de investimento e de operação requer a intervenção do planejador.

Como será mostrado no Capítulo 6, procedimentos manuais deste tipo podem ser automatizados através de técnicas de decomposição matemática. A metodologia de decomposição permite que o problema de planejamento da expansão de um sistema hidrotérmico seja decomposto em dois subproblemas, à semelhança dos procedimentos atuais: investimento e operação. O subproblema de investimento propõe um cronograma de expansão para o módulo de operação, que fornece informações para obter uma nova proposta de investimento, de menor custo que a anterior. Fica assim estabelecido um procedimento iterativo, com duas vantagens principais sobre as metodologias manuais: objetividade e garantia de otimalidade.



## 5. PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES: CRITÉRIOS

O presente capítulo tem como objetivos:

- formular o problema básico de operação e expansão de interligações
- analisar a estrutura temporal dos fatores que afetam o dimensionamento ótimo
- estabelecer uma metodologia para compatibilizar critérios de confiabilidade

### 5.1 PROBLEMA BÁSICO

O intercâmbio ótimo econômico entre sistemas interligados é limitado naturalmente pela capacidade dos elos de interligação. Como a implementação ou reforço de uma interligação envolve geralmente recursos substanciais, é importante determinar a capacidade de transferência mais econômica. A capacidade de transferência ótima é função dos critérios de confiabilidade adotados no planejamento da expansão e da política adotada na operação do sistema. A importância relativa destes fatores depende do horizonte de planejamento considerado. Analisam-se a seguir as possibilidades de atuação sobre os diversos fatores, no sentido de obter a capacidade de intercâmbio ótima dentro do horizonte de planejamento considerado.

#### 5.1.1 Operação de Sistemas Interligados

O modelo básico de um sistema interligado é apresentado na Figura 5.1. Os elementos essenciais do problema de operação de interligações são indicados nesta figura, quais sejam: capacidade geradora e demandas de cada subsistema, capacidade de transferência da interligação ( $T$ ). Não mostrada na figura, mas essencial para definir o escopo do problema de planejamento, é a política de operação, que define as regras de intercâmbio.

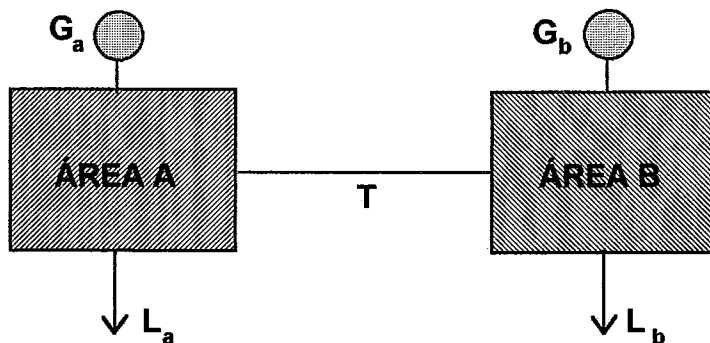


Figura 5.1 - Sistema Básico na Operação de Interligações

A interligação  $T$  permite reduzir os custos operativos de A e B, através da compra e venda de energia, e aumentar a confiabilidade de suprimento, através da repartição de reservas. Se A e B forem sistemas puramente térmicos, os custos de combustível proporcionam um mecanismo natural de *coordenação* para a compra e venda de energia entre as empresas. Assim, se o custo operativo da térmica mais cara operando no sistema A (térmica marginal) é US\$ 45/MWh e o custo correspondente no sistema B é US\$ 40/MWh, a operação mais econômica para o sistema A é comprar energia de B. Estes intercâmbios de energia resultam na otimização *global* dos custos operativos do sistema interligado. Em outras palavras, se A e B fossem empresas independentes intercambiando energia com base nos custos das térmicas marginais os resultados obtidos seriam os mesmos que se obteriam se A e B constituíssem uma única empresa.

Se A e B forem sistemas hidrotérmicos, o intercâmbio depende do *valor* da geração hidroelétrica, que corresponde à média do custo de geração térmica que se poderia substituir hoje ou no futuro. O cálculo deste valor é uma etapa importante do processo de determinação da política de operação ótima. Com este conceito, se pode representar uma hidroelétrica como uma “térmica” cujo “custo marginal operativo” é o valor da água.

É importante observar que este valor não se mede de maneira isolada em cada usina, pois depende da operação conjunta do sistema. Em outras palavras, se a política ótima hidrotérmica de cada empresa for determinada de maneira isolada, os intercâmbios de energia posteriores, mesmo baseados nos valores da água de cada empresa, não resultam na operação mais econômica possível. Em resumo, para assegurar os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário operar o sistema como uma única empresa.

A operação como uma única empresa tem como requisito básico o compartilhamento de informações entre as empresas que compõem o sistema interligado (*pool*), o que pode ser conveniente, ou não, em termos comerciais, para as empresas envolvidas. O modo operativo a ser considerado na operação interligada deve portanto ser previamente estabelecido nos acordos entre as empresas. Na prática, identificam-se três modos operativos, quais sejam:

- operação isolada - a operação de cada empresa é realizada individualmente, sem considerar os intercâmbios econômicos com os sistemas vizinhos; intercâmbios de emergência podem ocorrer, em base eventual, não programada.
- operação coordenada - nesta modalidade operativa, são consideradas as possibilidades de intercâmbio econômico entre os sistemas vizinhos; no entanto, o objetivo do planejamento operativo de cada empresa continua sendo a otimização individual, ou seja, não se requer o compartilhamento de informações sobre o estado operativo de cada empresa;
- operação integrada - a operação de todas as empresas é otimizada em conjunto, com o objetivo de minimizar o custo operativo total; neste caso todas as informações operativas são compartilhadas.

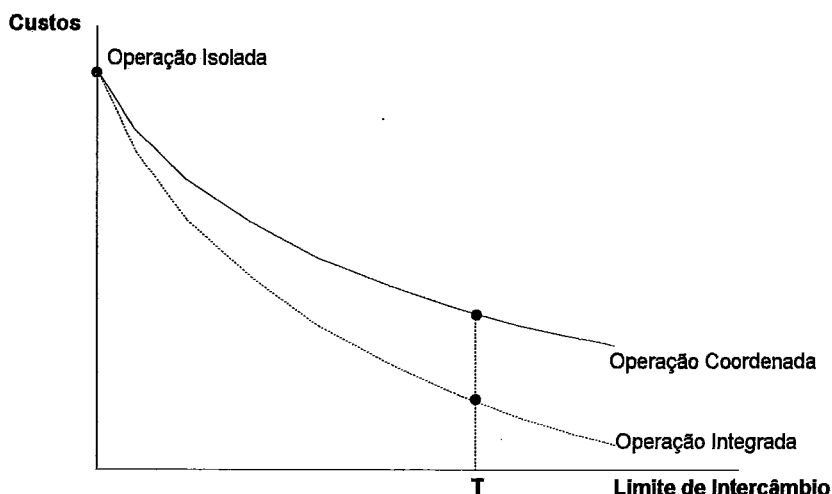


Figura 5.2 - Influência do Modo Operativo

Os modos de operação coordenada e integrada resultam em diferentes custos operativos, conforme ilustrado na Figura 5.2, que mostra os custos operativos sob os modos de operação isolado, coordenado e integrado, para diversos valores da capacidade de intercâmbio. Se a capacidade de intercâmbio é nula, ou seja, se os sistemas estão isolados, o custo independe do modo operativo. Para limites de intercâmbio positivos, o custo sob o modo coordenado é maior que sob o modo integrado e a diferença de custos indica o benefício da integração operativa entre as empresas.

O modo operativo integrado permite portanto maximizar o benefício das interligações existentes e planejadas. Em outras palavras, se uma interligação não for economicamente viável sob o modo integrado, não o será sob nenhum outro. Esse fato, associado à necessidade de remunerar adequadamente os grandes investimentos em interligações existentes e em construção, indica que eventuais mudanças institucionais deverão preservar a política operativa atualmente praticada no Brasil, que corresponde ao modo integrado. Desse modo, toma-se como referência, no restante do trabalho, o modo operativo integrado.

Neste modo operativo, a lógica de operação determina que todos os intercâmbios que promovam a redução dos custos de operação do sistema sejam efetuados. Os benefícios e os custos da operação interligada são então compartilhados por todas as empresas. Assim, a substituição da geração de classes térmicas mais caras por excedentes hidráulicos ou por classes térmicas de custo inferior define as necessidades médias de intercâmbio, em geral determinadas pela estratégia de operação do sistema a longo prazo.

A operação integrada compreende também a redução dos déficits de energia e potência pelo compartilhamento das reservas ou mesmo de cortes de carga, em casos extremos. Na operação integrada, qualquer sistema pode importar energia para cobrir déficits de capacidade de geração. Por outro lado, qualquer sistema pode exportar energia quando existir um excesso de geração mínima nas horas de baixa demanda. Essas situações definem os intercâmbios de potência (instantâneos) necessários para fechar a geração com a demanda ao longo da curva de carga, de forma a obter um despacho viável para as usinas. A Figura 5.3 ilustra estas duas situações.

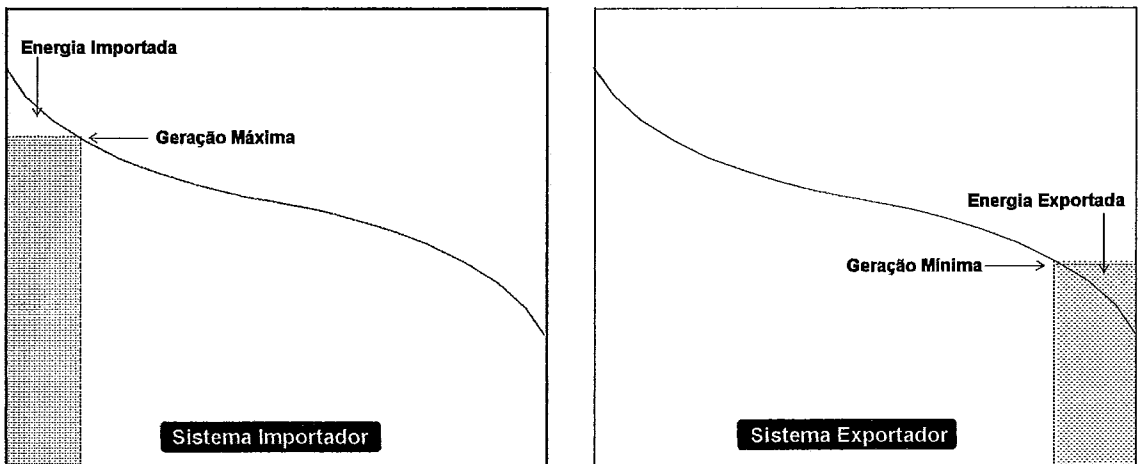


Figura 5.3 - Fatores Influentes na Capacidade de Intercâmbio

A adoção da modalidade integrada tem portanto duas consequências importantes:

- a decisão de realizar intercâmbios independe do par de subsistemas em jogo e pode ser tomada exclusivamente em função dos custos marginais e das disponibilidades de energia e de potência de cada subsistema;
- as únicas restrições a serem consideradas na determinação da capacidade de intercâmbio das interligações são as restrições físicas do sistema de geração e das interligações.

A primeira consequência permite colocar o problema de operação energética como um problema de otimização em grafos, para cuja solução computacional existem algoritmos bastante eficientes. A segunda consequência permite definir com exatidão os fatores técnicos e operacionais que delimitam a capacidade de intercâmbio de uma interligação. A Figura 5.4 permite visualizar estes fatores, a partir das curvas de permanência de carga associadas a dois subsistemas quaisquer. Como se observa na figura, os intercâmbios são limitados tanto pela capaci-

dade de transferência da interligação (restrições de transmissão) quanto pelos limites de geração em cada sistema, como segue:

- carga pesada: limite de intercâmbio definido pela geração máxima do sistema exportador;
- carga leve: limite de intercâmbio determinado pela geração mínima do sistema importador;
- carga intermediária: limite de intercâmbio determinado pela capacidade da interligação.

As maiores transferências de energia ocorrem portanto nos horários de carga intermediária, quando o sistema exportador tem folga para gerar acima de sua carga própria e o sistema importador tem um nível de carga capaz de absorver grandes blocos de energia

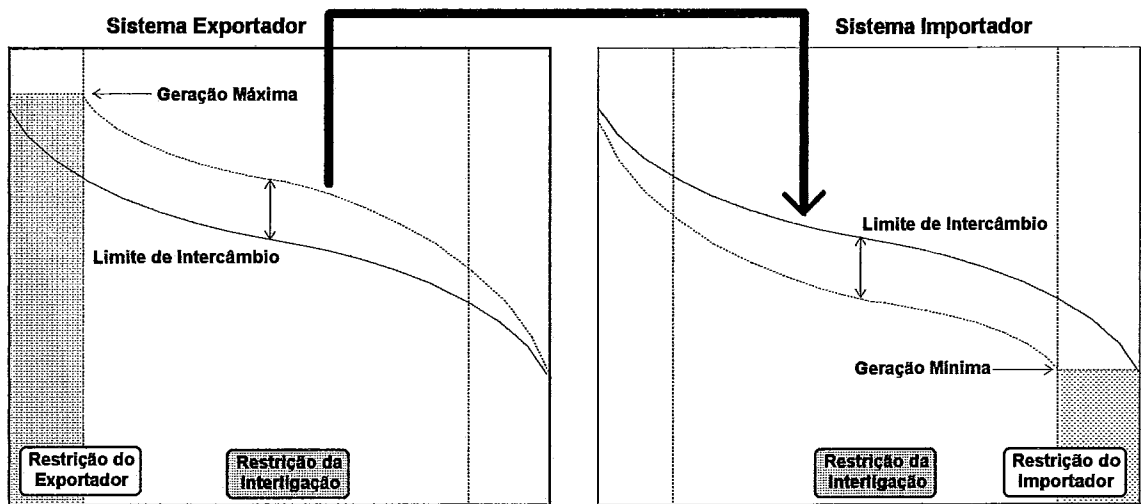


Figura 5.4 - Fatores Determinantes da Capacidade de Intercâmbio de Energia

As restrições de transmissão são determinadas através de estudos elétricos sobre o sistema associado à interligação, considerando também os sistemas terminais e outras linhas e equipamentos que possam interferir na capacidade de transferência. Os limites elétricos variam em função do carregamento das linhas e do sentido em que se processa o intercâmbio. O aumento da capacidade de intercâmbio pode ser obtido por modificações nos critérios de operação e por investimentos adicionais em transmissão.

As restrições de geração estão associadas às possibilidades de alocação das unidades geradoras na curva de carga de cada subsistema e podem ser diferenciadas em restrições para a exportação e em restrições para a importação de energia. No primeiro caso, deve-se considerar como disponível para o envio, em cada instante, a diferença entre a máxima geração possível de um subsistema e sua demanda. Na importação de energia, deve-se considerar, a cada instante, a diferença entre a demanda de cada subsistema e seu nível mínimo de geração.

A restrição para exportação se acentua com o aumento da carga pesada do sistema exportador e com a redução da carga leve do sistema importador. Por outro lado, a capacidade de intercâmbio de energia melhora com o aumento da geração máxima do sistema exportador e com a redução da geração mínima do importador. Um aumento de intercâmbio em carga leve pode ser obtido com o desligamento ou redução do nível de geração de algumas classes térmicas, desde que o balanço energético dos subsistemas o permita e não haja restrições de transmissão violadas (limites de tensão, por exemplo).

Nos modelos de simulação da operação usados no planejamento energético, a curva de permanência de carga é normalmente representada por uma curva de carga em patamares, o que permite considerar as principais restrições de intercâmbio e determinar os fluxos necessários ao adequado atendimento da demanda de energia e de potência.

### 5.1.2 Expansão de Sistemas Interligados

O modelo básico de um sistema interligado (Figura 5.1) é rerepresentado na Figura 5.5. Os elementos essenciais do problema de expansão de interligações são indicados nesta figura: capacidade geradora de cada subsistema, capacidade de intercâmbio, alternativas de expansão de geração e da interligação. Não mostrada na figura, mas essencial para definir o escopo do problema de planejamento, é a política de operação, que define as regras de intercâmbio.

Nesse sistema, um acréscimo de mercado na Área A pode ser atendido pela expansão da geração na Área A, por um aumento de geração na Área B ou ainda por uma combinação destas possibilidades. A expansão de geração na Área B pode implicar ou não na necessidade de reforço da interligação, dependendo da capacidade de intercâmbio atual. Raciocínio similar vale para um aumento de mercado na Área B. A decisão final deve ser tomada levando em conta os custos marginais de expansão e de operação de cada sistema, a confiabilidade do sistema de geração e da interligação e os custos associados à cada decisão de investimento.

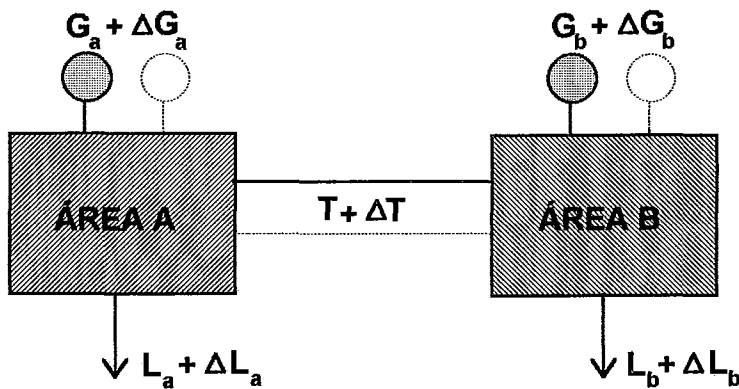


Figura 5.5 - Sistema Básico para Expansão de Interligações

Nas condições descritas, o problema básico a ser resolvido no planejamento de uma interligação pode ser formulado como segue:

*Dada o plano de expansão da geração e a política de operação do sistema interligado, determinar, a cada instante, a capacidade ótima da interligação, considerando as projeções de mercado, a capacidade atual e as alternativas de expansão da interligação.*

A capacidade ótima de uma interligação pode então ser definida como aquela que minimiza os custos totais de investimento e de operação dos sistemas interligados, para um dado horizonte de planejamento. O custo de investimento representa o valor atualizado dos investimentos em geração hidro e termoeletrica e dos reforços de interligação, ao longo do horizonte de planejamento. O custo de operação é o custo atualizado dos custos de combustíveis e das falhas de suprimento, incluindo racionamentos e interrupções.

O processo de dimensionamento ótimo pode então ser formulado como um problema de otimização, conforme ilustrado na Figura 5.6. Neste processo, para cada limite de intercâmbio, são calculados os custos médios de operação e os custos de investimento associados. O custo médio de operação normalmente se reduz devido aos intercâmbios econômicos e aos auxílios em emergências, até atingir um ponto de saturação, a partir do qual o reforço da interligação não resulta em benefícios adicionais. Por sua vez, o custo de reforçar a interligação cresce com a capacidade de transferência. O limite de intercâmbio ótimo é aquele que minimiza a soma dos custos de investimento e de operação.

A parcela de custo de investimento em interligação é a soma dos custos de reforços do sistema de transmissão, não só na interligação mas também nos sistemas terminais. Estes custos são fortemente influenciados pelos criterios de confiabilidade adotados no planejamento da

transmissão, ou seja, pelos critérios confiabilidade de potência. Os custos de operação, por sua vez, dependem da capacidade de intercâmbio, da política de operação e dos critérios de confiabilidade adotados no planejamento energético.

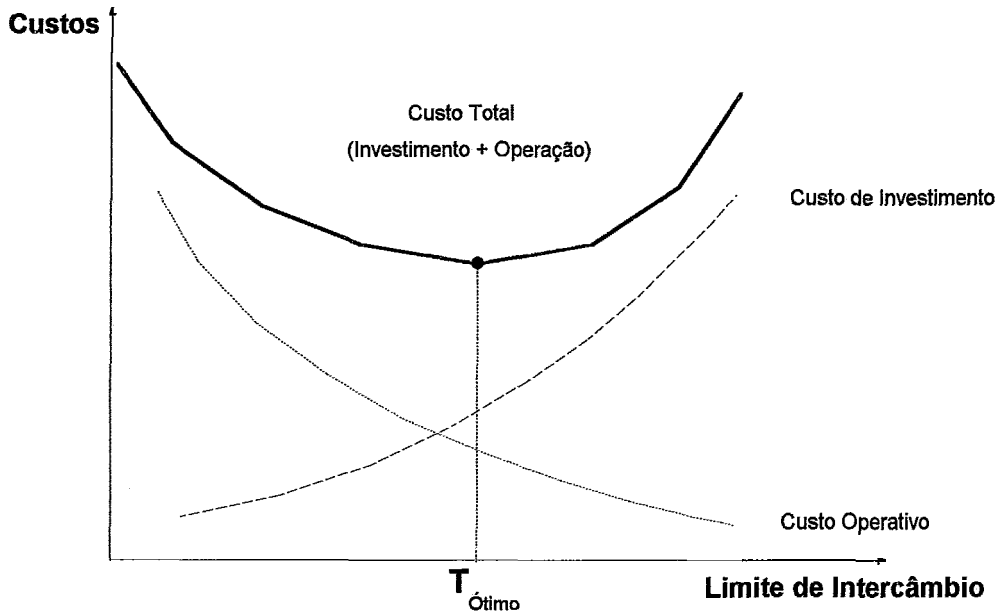


Figura 5.6 - Dimensionamento Ótimo de Interligações

Em geral, para cada nível de reserva ou de capacidade de intercâmbio, a solução ótima representará uma estratégia composta por diferentes tipos de unidades geradoras e capacidades de intercâmbio. A seleção de parâmetros específicos (não típicos) para cada tipo de equipamento dependerá de aspectos técnicos tais como custo de capital, custo de combustível, taxa de indisponibilidade forçada, etc. Além disso, a estrutura ótima de cada alternativa de expansão será influenciada também pelo ambiente de negócios da empresa e pelos acordos operativos eventualmente existentes entre a empresa e o pool, particularmente no que diz respeito aos protocolos de intercâmbio e tipos de assistência disponíveis para atendimento de emergências em seu próprio sistema e nos sistemas das empresas interligadas.

### 5.1.3 Estrutura Temporal dos Fatores

As possibilidades de solução do problema de otimização da capacidade das interligações dependem do horizonte de planejamento considerado. O Quadro 5.1 resume essas possibilidades, considerando o horizonte de planejamento e os principais fatores de influência.

**QUADRO 5.1 - ESTRUTURA TEMPORAL DOS FATORES DE INFLUÊNCIA**

Fator de Influência	Horizonte de Análise		
	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Política Operativa			
Crítérios de Potência			
Crítérios de Energia			

No Quadro 5.1, a política operativa define tanto os tipos de intercâmbio (econômicos, de emergência, etc.) quanto os critérios de confiabilidade adotados na operação dos sistemas interligados. Os critérios de confiabilidade operativos incluem normalmente protocolos de repartição de déficits de energia e de potência. Os critérios de potência definem o grau de

confiabilidade a ser considerado no planejamento da capacidade instalada em geração e em interligações. Os critérios de energia definem o grau de confiabilidade a ser considerado no planejamento energético, que envolve o dimensionamento e a gestão de estoques estratégicos de energia (reservatórios plurianuais de água e estoques de combustível).

Devido à natureza de cada tipo de obra, os critérios de potência influem nas decisões de investimento a médio prazo (5 a 10 anos) e os critérios de energia afetam as decisões de investimento a longo prazo (10 a 15 anos). Mudanças na política operativa não envolvem obras e podem modificar os custos de operação mesmo a curto prazo (5 anos).

Assim, as possibilidades de otimização da capacidade de intercâmbio variam com o horizonte de planejamento, na medida em que este define os fatores sob controle do planejador. Assim:

- A curto prazo (5 anos), pode-se considerar que tanto a capacidade de geração quanto a de transmissão estão fixadas. Os benefícios potenciais do aumento da capacidade de intercâmbio estão associados, neste horizonte, a reduções de custos operativos, decorrentes do aproveitamento da diversidade de carga e das diferenças de custos de produção entre os subsistemas. A concretização destes benefícios depende do grau de coordenação operativa dos sistemas interligados.
- A médio prazo, além de atuar sobre a política operativa, o planejador pode alterar a capacidade das interligações e da geração de potência (turbinas a gás, por exemplo). Os benefícios potenciais do aumento da capacidade de intercâmbio, neste horizonte, incluem as reduções de custo operativos e as economias decorrentes de postergação de obras de geração nos subsistemas interligados. A concretização destes benefícios depende do grau de coordenação, tanto no planejamento da operação quanto da expansão.
- A longo prazo, tanto a política operativa, quanto os critérios de planejamento energético e de capacidade podem ser modificados, visando à otimização global do sistema. Os benefícios potenciais do aumento da capacidade de intercâmbio, neste horizonte, englobam reduções de custo operativos, economias decorrentes de postergação de obras de geração e de mudanças de escala dos projetos de geração. A concretização destes benefícios depende também do grau de coordenação no planejamento da operação e da expansão.

A idéia de adaptar os critérios de planejamento não é nova, mas sempre foi vista como um recurso extremo, a ser usado apenas em conjunturas adversas, dadas as dificuldades práticas de alterar os critérios estabelecidos (consenso de várias empresas, decisão em vários níveis organizacionais, etc.). A otimização de critérios pode em princípio ser feita com critérios determinísticos, mas dificuldades conceituais e computacionais complicam esta otimização. A introdução de critérios de confiabilidade probabilísticos no planejamento e a possibilidade de associar valores econômicos a índices de confiabilidade baseados em grandezas físicas (EENS - expectância de energia não suprida, por ex.) viabiliza a otimização dos critérios.

## 5.2 INFLUÊNCIA DOS CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE

No que segue, analisam-se os efeitos dos critérios de planejamento sobre a capacidade de intercâmbio. Os critérios de planejamento englobam critérios de confiabilidade de potência, usados na determinação da capacidade instalada em transmissão e geração, e critérios de confiabilidade de energia, usados na determinação da capacidade de armazenamento dos reservatórios e estoques de combustível. A seguir, avaliam-se as possibilidades de otimização conjunta destes critérios, a partir de sua compatibilização qualitativa e tomando como referência a capacidade de intercâmbio de uma interligação.

Observe que a estrutura de análise adotada neste trabalho reconhece a influência das interligações sobre o comportamento dos sistema, tanto em termos médios (suprimento de energia)

quanto instantâneos (suprimento de potência). Foge, portanto à convenção usual do enfoque especializado, que separa a análise em termos de geração e transmissão, que leva às distorções apontadas no Capítulo 3. O Quadro 5.2 resume os dois pontos de vista.

**QUADRO 5.2 - ENFOQUE ESPECIALIZADO X ENFOQUE INTEGRADO**

	Enfoque Especializado		Enfoque Integrado
Critérios de Energia	Geração		Geração/ Transmissão
Critérios de Potência		Transmissão	Geração/ Transmissão

### 5.2.1 Critérios de Potência

Os critérios de confiabilidade de potência tem como objetivo proteger o sistema e os consumidores de falhas provenientes de fenômenos elétricos de curta duração, ilustrados na Figura 5.7. As falhas de equipamentos resultam normalmente em interrupções relativamente curtas e sem aviso prévio, o que impede a tomada de medidas preventivas. As deficiências de potência requerem a instalação de equipamentos adicionais, visando aumentar a reserva de geração ou o nível de redundância da rede elétrica, dependendo da causa primária predominante.

As falhas de equipamentos são geralmente analisadas sob dois enfoques:

- **Adequação:** capacidade que o sistema apresenta para atender a carga com tensões adequadas e carregamentos dentro dos limites; a adequação é verificada através de análise de fluxo de potência em condição normal e sob contingência e é relevante no planejamento da geração, da transmissão e da distribuição.
- **Segurança:** capacidade do sistema suportar variações bruscas de configuração, de carga e de geração, sem perda de estabilidade nem cortes de carga; a análise de segurança envolve estudos do comportamento dinâmico do sistema sob os aspectos de estabilidade transitória e dinâmica, cascadeamento (desligamentos seqüenciais) e colapsos de tensão; a análise de segurança é usada no dimensionamento da transmissão e das interligações.

Esses critérios são importantes na determinação da capacidade de transferência de potência de uma interligação, definida como a maior potência que não viola nenhum critério de confiabilidade, para cada cenário de geração/carga/configuração do sistema. A capacidade de transferência de energia é a média ponderada das capacidades de transferência de potência em cada cenário geração/carga, tendo como peso a probabilidade de cada cenário. Os cenários de geração são definidos pelas condições hidrológicas (úmida e seca, por exemplo), os cenários de carga por patamares (carga pesada, intermediária e leve, normalmente) e as configurações são dadas pela existência ou não de contingências.

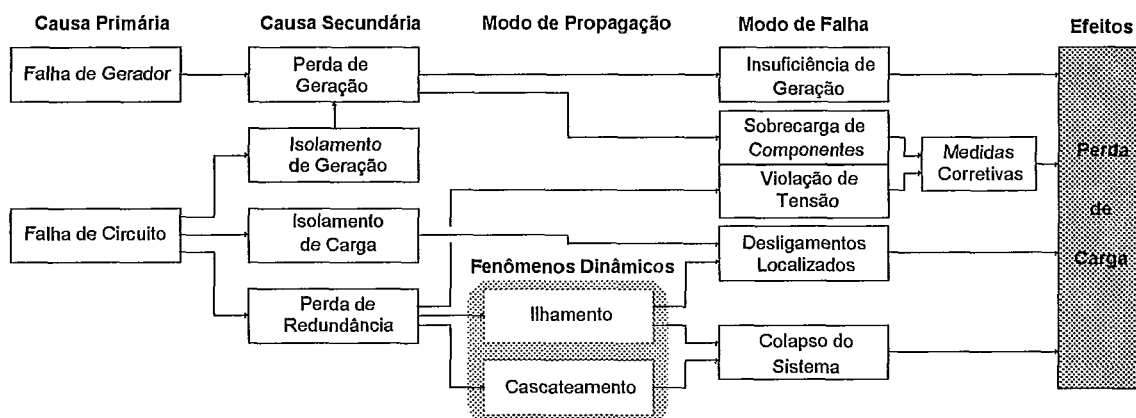


Figura 5.7 - Modos de Falha e Efeitos no Suprimento de Potência



A ausência de contingências configura a condição normal de operação, em que todos os elementos do sistema estão disponíveis. Nesta condição, a capacidade de intercâmbio é determinada pelo ponto de operação fornecido pelos modelos de pré-despacho. Em sistemas hidrotérmicos, é possível modular a produção das usinas hidroelétricas sem prejudicar as metas energéticas. Assim, violações de limites de carregamento ou de tensão decorrentes de despachos com baixa probabilidade podem ser eliminadas remanejando-se o despacho das usinas. Essa flexibilidade operativa pode ser aproveitada para aumentar a capacidade de intercâmbio e reduzir os investimentos em transmissão.

Nas configurações sob contingências, os limites de intercâmbio são determinados com base em critérios determinísticos. Os critérios de adequação estabelecem que o sistema não deve violar nenhuma restrição em caso de contingências simples (critério N-1) e os critérios de segurança estabelecem que o sistema deve ser estável sob curto-circuito fase-terra tanto na interligação quanto nos sistemas interligados, considerando a máxima transferência em cada patamar de carga. Esses critérios tem diferentes efeitos sobre a capacidade de intercâmbio ótima, dependendo do horizonte de análise.

A curto prazo, fixada a configuração do sistema e o despacho de geração, a capacidade de transferência só pode ser aumentada relaxando-se o critério de confiabilidade, o que pode ser feito, no caso determinístico, realizando-se um redespacho de geração, no caso de contingências que não instabilizam o sistema. A justificativa deste procedimento se baseia na observação de que linhas e transformadores apresentam ampacidades de emergência superiores aos limites de capacidade em condições normais.

A margem entre a capacidade normal e a de emergência destes equipamentos depende da inércia térmica, que determina o tempo necessário ao atingimento da temperatura crítica do equipamento, para um dado incremento sustentado de corrente. No caso de linhas de transmissão, a condição crítica é dada pela altura mínima do condutor sobre o solo, o que requer de 10 a 15 minutos. No caso de transformadores, a condição crítica é dada à temperatura do ponto quente, o que resulta em tempos críticos de 2 a 4 horas, dependendo da intensidade da sobrecarga. Desse modo, na ausência de problemas de estabilidade, é possível realocar a geração entre usinas para eliminar sobrecargas nas interligações.

O incremento da capacidade de intercâmbio através de relaxamento de critérios permite reduzir os custos de combustíveis e racionamentos, mas pode aumentar os custos de interrupções. O limite de intercâmbio ótimo incremental, nestas condições, é dado pelo mínimo valor esperado dos custos de déficit e de interrupções, que define também o nível de confiabilidade ótimo do sistema.

Na Figura 5.8, que ilustra o processo de otimização a curto prazo, a abscissa representa o aumento de capacidade de intercâmbio obtido pelo relaxamento do critério de confiabilidade e o custo de interrupções representa o acréscimo de custo de interrupção em relação ao critério determinístico (N-1). No caso do sistema de geração, o critério de confiabilidade de potência é baseado na probabilidade de déficit de potência, medida pelo índice LOLP (Loss Of Load Probability), que representa a probabilidade da demanda não ser atendida em algum instante no intervalo de medição, tipicamente um mês. O critério de confiabilidade de potência atualmente em uso no planejamento da geração é que a LOLP do sistema seja inferior a 5 horas/mês, descontadas as parcelas de manutenção programada e a necessária à regulação primária e secundária do sistema.

A curto prazo, o aumento da capacidade de intercâmbio pode implicar em uma LOLP superior a 5 horas por mês no sistema exportador, se o protocolo de intercâmbio permitir o compartilhamento de déficits. A capacidade adicional propiciada pelo relaxamento do critério de confiabilidade da geração tem efeito similar ao relaxamento do critério de confiabilidade da

transmissão (N-1), ou seja, permite reduzir (potencialmente) o custo de operação e os custos de racionamento, às custas de um acréscimo nos custos de interrupção. Também neste caso, o ponto de equilíbrio é atingido quando a variação marginal dos custos de interrupção (+) iguala a variação marginal (-) dos custos de racionamento. Efeito similar decorre da aceitação de um risco mais elevado no sistema importador, visando a aumentar a capacidade de intercâmbio com o desligamento ou redução do despacho de usinas térmicas em carga leve.

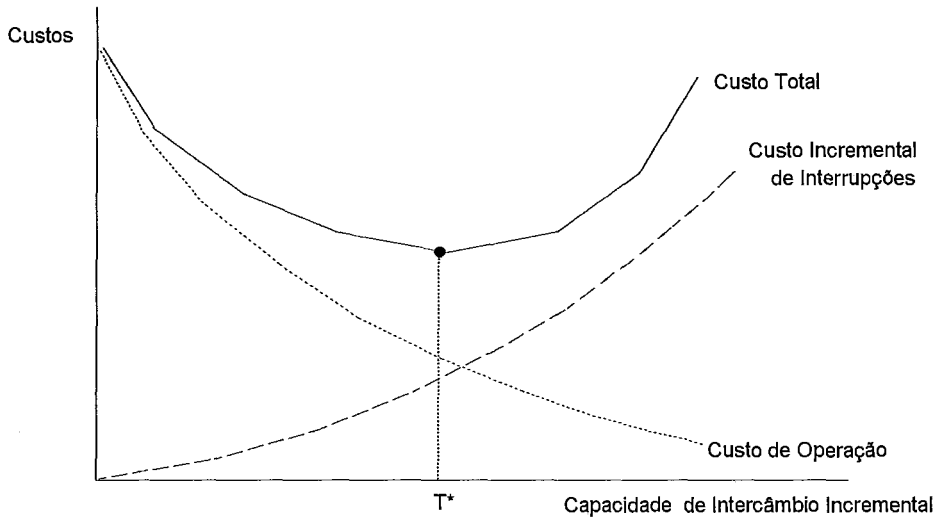


Figura 5.8 - Efeito do Critério de Confiabilidade de Potência - Curto Prazo

A médio e longo prazos, o aumento da capacidade de intercâmbio pode ser obtido tanto pela adequação dos critérios de confiabilidade quanto por investimentos em transmissão. Nesse caso, é possível otimizar o critério de confiabilidade de potência em conjunto com os investimentos em interligação.

Os custos de investimento em transmissão associados ao critério mais rígido (N-1) crescem mais rapidamente que os custos associados ao critério relaxado (N ou N-1 com redespacho, por exemplo). Em compensação, os custos de interrupção, incluídos nos custos operativos, tendem a ser menores com o aumento da confiabilidade de transmissão. Em consequência, o limite de intercâmbio ótimo  $T^{**}$  associado ao critério relaxado (N) pode ser maior ou menor que o limite  $T^*$  decorrente do critério mais rígido (N-1), dependendo dos valores relativos dos custos de racionamento e de interrupção.

O custo unitário dos racionamentos de energia é em geral *inferior* ao custo unitário das interrupções. Isso significa que o valor econômico da energia não suprida por deficiências de capacidade pode superar o valor econômico da energia não suprida por déficits de energia, mesmo quando estes últimos superam os primeiros em termos físicos (MWh).

Isso se explica se considerarmos que as falhas de suprimento devido a problemas de energia são em geral precedidas de aviso, o que permite aos consumidores tomar medidas visando atenuar as consequências deste tipo de falha. Essa possibilidade decorre do fato de que os estoques de água e de combustível, mais as afluências em curso, mais a programação de racionamentos preventivos e seletivos, de baixo impacto econômico, viabilizam a detecção antecipada e o gerenciamento eficaz do estado de falha. Já as falhas devido a insuficiência de capacidade não podem ser previstas com antecedência, o que inviabiliza a tomada de medidas preventivas. Estas diferentes características tem como consequência a diferente valorização econômica dos déficits de energia e de capacidade.

## 5.2.2 Critérios de Energia

Os critérios de confiabilidade de energia tem como objetivo proteger o sistema e os consumidores de falhas provenientes de fenômenos de longa duração, conforme ilustrado na Figura 5.9. As falhas de suprimento de energia estão associadas a fenômenos de duração relativamente longa, o que permite a tomada de medidas preventivas com antecipação suficiente para mitigar ou mesmo eliminar seus efeitos. A redução de déficits de energia requer a construção de novos reservatórios ou reforço de interligações.

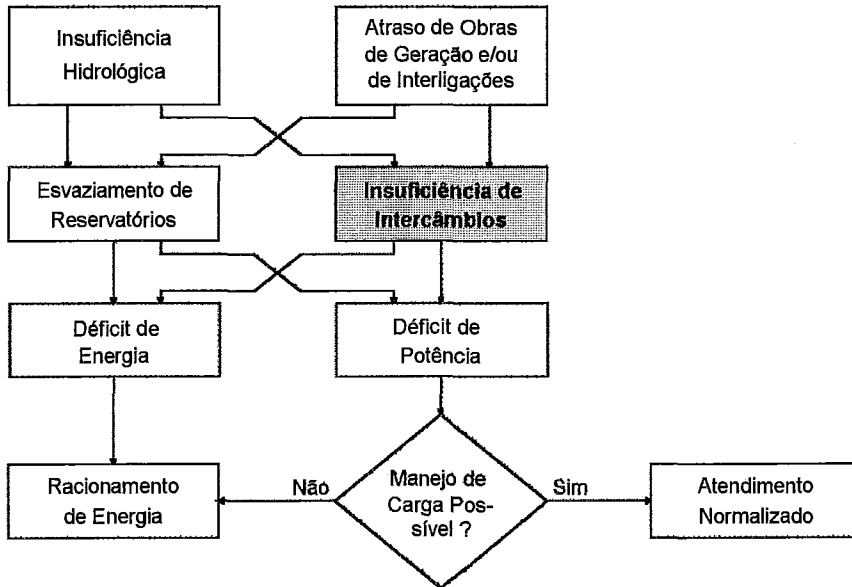


Figura 5.9 - Modos de Falha de Suprimento de Energia em Sistemas Hidrotérmicos

Em sistemas hidrotérmicos, o deplecionamento dos reservatórios para atendimento à demanda média reduz a capacidade disponível das unidades geradoras, ou seja, a condição hidrológica condiciona tanto o suprimento de energia quanto de potência. Assim, dependendo da sazonalidade das afluições e do mercado, podem ocorrer déficits de capacidade, mesmo quando o atendimento aos requisitos de energia (médias anuais) está assegurado. Isto significa que a capacidade da interligação deve ser dimensionada para atender também aos requisitos de potência, mesmo quando sua função básica seja o intercâmbio de energia.

No caso de sistemas de geração, o planejamento da expansão considera critérios de risco, tanto para o suprimento de energia quanto para o de potência. Este critério probabilístico define a energia garantida das usinas. O valor atualmente adotado para a probabilidade anual de déficit de energia é de 5%, o que representa uma aceitação de riscos maiores do que os adotados com base no critério determinístico (energia firme), com valores em torno de 3%.

A curto prazo, o critério de confiabilidade de energia pode ser ajustado para aumentar a disponibilidade energética do subsistema exportador, possibilitando um maior intercâmbio de energia e reduzindo (potencialmente) os custos de combustível e de déficits do sistema interligado. Este aumento de intercâmbio, por sua vez, pode provocar um aumento dos custos de interrupção, na medida em que um uso mais intenso dos estoques de água reduz a disponibilidade de potência nas usinas hidroelétricas com reservatório. Além disso, um maior trânsito de potência na interligação aumenta os riscos de falha intempestiva, acarretando também redução da confiabilidade operativa do sistema.

Como no caso dos critérios de potência, o limite de relaxamento do critério de confiabilidade de energia é dado pelo mínimo custo global de racionamentos e interrupções. Este compromisso é ilustrado na Figura 5.10, que ilustra o processo de otimização a curto prazo com base

no limite de intercâmbio de energia. Na figura 5.10, a abscissa representa o aumento de capacidade de intercâmbio obtido pelo relaxamento do critério de confiabilidade e o custo de interrupções representa o acréscimo de custo de interrupção em relação ao critério probabilístico (nível de risco de 5%).

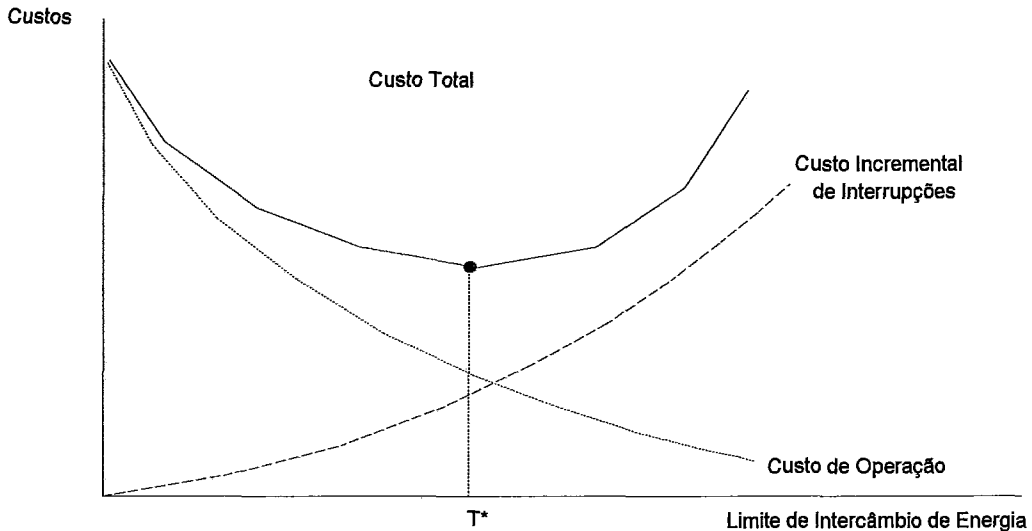


Figura 5.10 - Efeito do Critério de Confiabilidade de Energia - Curto Prazo

A médio e longo prazos, a capacidade de intercâmbio de energia pode ser otimizada tanto pela adequação dos critérios de confiabilidade quanto por investimentos em geração e em interligações. A aceitação de um maior nível de risco possibilita um melhor aproveitamento dos recursos energéticos de cada subsistema. Assim, quanto maiores os riscos aceitos na produção energética, maiores os benefícios potenciais da interligação e melhores as possibilidades de viabilização da interconexão, para um dado nível de confiabilidade de transmissão. Uma consequência adicional do aumento da capacidade de intercâmbio, nessas condições, é a possibilidade de viabilizar projetos de geração de maior escala, que não seriam justificados economicamente em um único subsistema dentro do sistema interligado.

### 5.3 COMPATIBILIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE

A compatibilização de critérios de confiabilidade é uma prática comum no estudo de interligações entre empresas ou países. No caso geral, os critérios de confiabilidade usados no planejamento de cada subsistema são diferentes, tanto em termos qualitativos quanto quantitativos. Surge, assim, naturalmente, a necessidade de estabelecer um elenco de critérios comum, a partir de um conjunto de critérios pré-existentes. Embora comum, o problema tem sido resolvido de forma empírica, na base de acordos operativos que procuram conciliar os diferentes pontos de vista adotados no planejamento de cada subsistema. Esta conciliação não é trivial, por dois motivos principais:

- é consenso universal que o estabelecimento de uma nova interligação ou o reforço de uma interligação existente não deve deteriorar a confiabilidade dos sistemas interligados, em relação aos níveis de confiabilidade anteriores à construção ou reforço da interligação;
- uma vez estabelecido um elenco de critérios para o estudo da interligação, estes critérios devem ser usados também no dimensionamento de outros elementos internos a cada subsistema, mas que afetam a capacidade de intercâmbio.

Outro aspecto específico de particular interesse para o planejamento das interligações diz respeito aos impactos de uma nova interligação sobre a confiabilidade dos sistema receptores.

Dependendo do porte da linha de interconexão e do ponto em que essa linha se conecta aos sistemas terminais, pode ser necessário estabelecer novas ligações para repartir a potência transferida sem deteriorar a confiabilidade dos sistemas receptores. Surge assim um problema de coordenação de critérios a nível de sistema de transmissão, para cuja solução a análise de confiabilidade pode contribuir de forma decisiva.

Com o tempo, e à medida em que a capacidade de intercâmbio aumenta, há uma tendência a se propagar o uso do elenco de critérios originalmente usado no planejamento da interligação para o planejamento do sistema como um todo. Portanto, uma consequência inevitável da interligação é a necessidade de efetuar uma revisão completa dos critérios de planejamento das empresas interligadas, como ocorreu, por exemplo, no Brasil, a partir dos anos 70, com a criação de grupos de critérios regionais, inicialmente, e culminando com a criação do GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema, de âmbito nacional.

Um aspecto importante a observar, neste processo, é que a compatibilização de critérios tem sido realizada setorialmente, em comitês técnicos especializados, tanto na geração quanto na transmissão. Esta especialização se reflete na diversidade de critérios em uso no planejamento da capacidade instalada (N-1 para transmissão e LOLP de 5 h/mês para geração), quando ambos os critérios tem o mesmo objetivo final, qual seja, proteger o sistema e os consumidores de falhas que afetam a capacidade instalada do sistema, seja em geração, seja em transmissão.

Outra consequência desta especialização, cujos antecedentes são analisados a seguir, é a inexistência de critérios de confiabilidade de energia para o dimensionamento das interligações, não obstante o reconhecido e importante papel destes componentes da transmissão na otimização energética do sistema.

### **5.3.1 Antecedentes e Escopo**

Os critérios de confiabilidade usados no planejamento dos sistemas de energia elétrica tem a importante função de conciliar os custos de expansão e de operação do sistemas com os anseios de confiabilidade dos consumidores. O planejamento de interligações requer o uso conjugado de critérios de confiabilidade usados no planejamento da geração e da transmissão. Além disso, se os sistemas a interligar pertencerem a empresas com diferentes critérios de confiabilidade, o estudo da interligação requer uma prévia compatibilização dos critérios usados em cada empresa.

A compatibilização de critérios pode ser restrita ou ampla, dependendo da natureza dos sistemas de geração de cada empresa. A compatibilização restrita teria como objetivo compatibilizar critérios de mesma natureza (reserva de geração, por exemplo) usados pelas diferentes empresas. Por exemplo, se ambas as empresa tiverem sistemas de base termoelétrica, a compatibilização dos critérios de confiabilidade de potência seria suficiente. De forma similar, se ambas as empresa forem baseadas em hidroeletricidade, a compatibilização dos critérios de confiabilidade de energia asseguraria a configuração ótima da interligação.

Já a interligação de sistemas de diferentes naturezas requer uma compatibilização ampla, ou seja, se um sistema tiver base hidro e o outro for termoelétrico (Brasil e Argentina, por ex.) a compatibilização deve abranger tanto os aspectos energéticos quanto os de capacidade de reserva. A tabela a seguir ilustra as várias possibilidades de compatibilização apontadas. É importante destacar que este raciocínio vale não só para interligações entre diferentes empresas, mas pode ser usado também dentro de uma mesma empresa, no sentido de permitir a alocação ótima de investimentos entre os subsistemas de geração e de transmissão, aí incluídos os investimentos em interligação.

Empresa	C (Hidro)	D (Termo)
A (Hidro)	Energia	Energia/Capacidade
B (Termo)	Capacidade/Energia	Capacidade

Ampla ou restrita, a compatibilização de critérios pode ser formulada como um problema de otimização, cuja solução depende, em grande parte, do horizonte de planejamento considerado, na medida em que o grau de liberdade das variáveis de investimento aumenta com a extensão do horizonte de análise. Dessa maneira, é conveniente analisar a influência dos critérios de confiabilidade de energia e de potência, tanto do ponto de vista do planejamento da operação quanto da expansão.

A compatibilização de critérios de planejamento pode ser vista como um processo de síntese de duas filosofias de análise de confiabilidade e de seu uso no planejamento de interligações: a primeira derivada da experiência de planejamento e operação de sistemas termoeletricos, como ocorreu na América do Norte e na Europa, principalmente, e a outra resultante da experiência de planejamento e operação de sistemas hidroeletricos, como ocorreu no Brasil.

Nos sistemas de base térmica, o desenvolvimento e a inserção da análise de confiabilidade no processo de planejamento foi motivado, em grande parte, por falhas catastróficas decorrentes de deficiências de geração e de interligações, que enfatizaram uma visão ‘elétrica’ da análise de confiabilidade. Nos sistemas de base hidro, o desenvolvimento e a inserção da análise de confiabilidade no processo de planejamento foi motivado, em grande parte, pelos racionamentos associados a insuficiências hidrológicas e restrições de transmissão, que enfatizaram uma visão “energética” da análise de confiabilidade.

Posteriormente, a visão “elétrica” da análise de confiabilidade foi gradativamente incorporada no planejamento da transmissão, em todos os países de base térmica. Nos sistemas térmicos, portanto, a aplicação de técnicas de confiabilidade no planejamento da transmissão foi uma extensão natural dos critérios de confiabilidade já utilizados no planejamento da geração, o que propiciou homogeneidade tanto em termos de enunciado dos critérios quanto na forma de solução de problemas de confiabilidade: em ambos os casos (geração e transmissão) a aplicação dos critérios resulta em aumento de capacidade de reserva do sistema.

Já nos sistemas hidráulicos, a prevalência dos aspectos energéticos nas decisões de investimento justificou massivos investimentos em usinas e em reservatórios e atenuou substancialmente o impacto dos critérios de confiabilidade de potência nos custos de desenvolvimento do sistema. De fato, durante muito tempo, os investimentos em transmissão e em interligações representaram valores relativamente modestos (15 a 20%) do investimento global no sistema interligado brasileiro. Uma das consequências desta visão energética da confiabilidade é, além da especialização de métodos e modelos analisada no Capítulo 3, a dualidade das metodologias de análise e dos critérios de confiabilidade usados no planejamento da geração e da transmissão, que resultam no fato insólito de se dispor hoje de dois critérios de confiabilidade para determinar a capacidade instalada: N-1 na transmissão e LOLP de 5% na geração, quando em ambos os casos o objetivo é essencialmente o mesmo, qual seja, proteger o sistema e os consumidores contra falhas intempestivas de componentes do sistema.

Desta forma, a integração da análise de confiabilidade de geração-transmissão numa mesma estrutura analítica, que reconheça e explicita as contribuições de ambos os subsistemas para a confiabilidade a nível de consumidor, constitui um importante avanço metodológico, na medida em que amplia as possibilidades de otimização, em relação ao propiciado pelas estruturas analíticas especializadas e estanques. Um primeiro passo nessa direção foi dado com o desenvolvimento da confiabilidade composta, que junta numa mesma concepção metodológica a análise de confiabilidade da geração e transmissão, sob o aspecto de reserva, ou seja, de capacidade instalada.

A metodologia de compatibilização de critérios ora proposta representa portanto um primeiro passo no sentido de criar a análise de confiabilidade integrada, que constitui o núcleo do processo de planejamento integrado. A análise de confiabilidade integrada tem como meta incorporar num mesmo arcabouço conceitual os aspectos de energia e de potência, seja em termos de geração, seja em termos de transmissão. Nesse sentido, a metodologia proposta a seguir visa avançar a solução desta questão, considerando dois tipos de compatibilização:

- qualitativa: os critérios devem ser expressos em termos de grandezas homogêneas;
- quantitativa: os critérios devem visar à otimização global (não apenas setorial) do sistema.

### 5.3.2 Compatibilização Qualitativa

O estabelecimento de níveis de confiabilidade adequados para cada sistema (ou região, dentro de um mesmo sistema) envolve, em geral, um compromisso entre custos de investimento, operação e manutenção, por um lado, e custos oriundos de falhas de serviço, por outro. Este compromisso pode ser estabelecido de diversas maneiras, dando origem aos enfoques determinístico, probabilístico e econômico, analisados a seguir.

Embora conceitualmente o processo de otimização de confiabilidade possa ser aplicado com índices de qualquer natureza, é conveniente, do ponto de vista de solução analítica do problema de otimização da confiabilidade, expressar os critérios em termos comensuráveis, seja em termos probabilísticos, físicos ou econômicos.

#### • Enfoque Determinístico

Neste enfoque, a solução de compromisso tem sido tradicionalmente traduzida por enunciados em termos de categorias de eventos específicos que o sistema deve suportar sem violação de limites de tensão e de carregamento [JuC83]. Tais critérios procuram traduzir, qualitativamente, experiências acumuladas na operação dos sistemas e têm proporcionado resultados satisfatórios do ponto de vista de confiabilidade de suprimento e flexibilidade operacional.

A característica principal dos critérios determinísticos é que o nível de risco inerente às configurações é fixado *implicitamente*, através da especificação de:

- categorias de eventos contra os quais o sistema deve ser testado;
- desempenho mínimo a ser exibido nas diversas situações;
- medidas corretivas aplicáveis em cada caso.

A lógica dos critérios determinísticos determina que os sistemas sejam dimensionados de tal forma que contingências de elevada probabilidade de ocorrência (contingências simples) podem ser suportadas sem consequências para os consumidores, julgando-se antieconômico proteger o sistema contra contingências de maior severidade, porém com baixa probabilidade de ocorrência.

A compatibilização de critérios é mais difícil quando um ou ambos os elencos de critérios são determinísticos. Como comparar, por exemplo, uma interligação dimensionada pelo critério "N-1" com um reforço de geração determinado pelo critério de período crítico, quando ambos visam atender a um mesmo mercado? Esta decisão poderia ser tomada com base nos custos, se os benefícios de cada decisão fossem equivalentes. Como as alternativas apresentam níveis de risco e, em consequência, valores econômicos diferentes, seria necessário recorrer a critérios probabilísticos ou econômicos antes de se tomar uma decisão final.

#### • Enfoque Probabilístico

Os critérios determinísticos apresentam uma série de características atraentes: facilidade de implementação, simplicidade de interpretação e compatibilidade com o conceito de *coeficien-*

*te de segurança*, tradicionalmente usado em engenharia, que visa assegurar proteção contra a ocorrência dos eventos mais severos registrados no histórico.

Os critérios determinísticos apresentam também uma série de limitações, conforme discutido a seguir. Por exemplo, se a pior seca ocorrida no passado foi excessivamente severa, ou seja, se a probabilidade de ocorrência de um evento semelhante for muito pequena, então o critério determinístico resulta numa subestimativa da capacidade de produção do sistema e, em consequência, em sobreinvestimentos e desperdício de recursos escassos. Por outro lado, se a probabilidade de ocorrência de secas mais severas que as ocorridas no passado for razoável, a capacidade de produção do sistema terá sido superestimada, com os consequentes subinvestimentos e ocorrência frequente de déficits. Considerações semelhantes podem ser elaboradas em relação aos critérios de potência.

Devido a estes problemas, os critérios determinísticos tradicionais vem sendo gradativamente substituídos, no Brasil e em muitos países, por critérios probabilísticos, que procuram explicitar as incertezas associadas às vazões, às variações na demanda e às falhas em equipamentos. Como exemplo de aplicação do enfoque probabilístico, cita-se o critério de reserva de geração, que estabelece um risco de perda de carga máxima de 5 h/mês considerando a ocorrência de todas as séries hidrológicas [SGC83]. Este critério tem sido usado em estudos de expansão a médio e longo prazos, tais como os Planos Decenais de Geração e Transmissão.

No caso de sistemas de geração, os critérios de qualidade de suprimento de energia se baseiam no risco anual de déficit, ou seja, na relação entre o número total de séries hidrológicas simuladas e o número de séries em que se verificaram déficits. O critério de confiabilidade de potência se baseia na probabilidade de perda de carga do sistema (LOLP). A implantação destes critérios requer modelos complexos dos fenômenos envolvidos (modelos estocásticos multivariados de vazões e da demanda, representação de falhas de equipamentos, etc.), bem como metodologias sofisticadas para análise de desempenho do sistema (programação dinâmica estocástica para cálculo da política de operação ótima, simulação da operação com séries sintéticas de vazões, etc.). No caso de sistemas de transmissão, processo evolutivo semelhante está em andamento, com maiores dificuldades devido à complexidade dos fenômenos dinâmicos em redes elétricas.

A análise de confiabilidade sob enfoque probabilístico permite avaliar de forma direta a eficácia de esquemas de reforços alternativos, através da comparação do nível de risco do sistema com e sem o componente sob análise. A contribuição de cada componente pode então ser utilizada como elemento de decisão, seja em base absoluta, seja em base relativa. Este tipo de análise serve para comparar, também, os efeitos de diferentes políticas operativas e de manutenção. Torna-se possível, assim, analisar o efeito de medidas operativas no planejamento, em substituição ou em complementação a investimentos na estrutura física do sistema. Os critérios probabilísticos tem como vantagem adicional maior facilidade de ajuste frente a restrições financeiras, mudanças nos requisitos de confiabilidade dos consumidores e estágios evolutivos do sistema.

Uma dificuldade inerente à abordagem probabilística “pura” é a necessidade de se pré-estabelecer o nível de risco aceitável para cada sistema ou área do sistema. Este nível de risco aceitável pode ser estabelecido a partir da experiência operativa, de consenso normativo, de dispositivos legais, da análise do impacto econômico de níveis de risco alternativos ou por combinações destes métodos. De qualquer forma, um certo grau de arbitrariedade é inerente ao método.

#### • **Enfoque Econômico**

Embora a probabilização dos critérios represente um avanço em relação aos critérios de caráter determinístico, deve-se lembrar que a comparação direta de riscos de falha decorren-



tes de diferentes fenômenos físicos pode levar a distorções, na medida em que os efeitos de, por exemplo, interrupções e racionamentos apresentam impactos bastante diferenciados sobre o consumidor, conforme analisado anteriormente. O mesmo raciocínio vale para critérios e índices baseados em valores esperados de grandezas físicas, tais com a EENS (Expectância de Energia Não Suprida), uma vez que não se pode simplesmente somar a EENS oriunda de um racionamento por deficiência hidrológica com a EENS decorrente de saídas forçadas de linhas e unidades geradoras, pelos mesmos motivos anteriores.

Resta assim o recurso aos índices de caráter probabilístico-econômico, que visam superar essa dificuldade, através da consideração dos custos e benefícios incorridos na adoção de uma dada alternativa de expansão do sistema. Desse modo, calculando-se a EENS e multiplicando-a pelo custo unitário de interrupção ou de racionamento, conforme o caso, tem-se valores econômicos que podem ser agregados, comparados entre si ou mesmo contra um valor de referência. Observe que a agregação de índices de diferentes naturezas só pode ser feita após sua conversão em valores econômicos. Com isso, têm-se os índices homogeneizados a nível qualitativo, restando agora sua compatibilização a nível quantitativo.

Uma vez selecionados os índices de confiabilidade adequados, o processo de compatibilização deve ser aplicado tanto sob os aspectos de energia quanto de capacidade, levando em conta as características dos diversos tipos de critérios, resumidas no Quadro 5.3.

**QUADRO 5.3 - CARACTERÍSTICAS DOS TIPOS DE CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE**

Tipo de Critério	Formulação Analítica	Variação	Forma de Modelagem	Custo Computacional
Determinístico	Tipo de Falha	Discreta	Restrição Determinística	Baixo
Probabilístico	Probabilidade de Falha	Contínua	Restrição Estocástica	Médio
Econômico	Custo de Falha	Contínua	Função Objetivo	Alto

### 5.3.3 Compatibilização Quantitativa

O objetivo da compatibilização quantitativa de critérios é estabelecer o nível ótimo de confiabilidade, considerando os custos e os benefícios associados a diferentes níveis de confiabilidade do sistema. Esse compromisso pode ser estabelecido com base na solução de um problema de otimização que considere explicitamente os custos e os benefícios de cada decisão de investimento, considerando a confiabilidade como uma variável a ser determinada.

No caso de sistemas de geração, uma variável conveniente para parametrizar a otimização dos critérios de confiabilidade de potência é o nível de reserva de geração. A Figura 5.11 mostra o caso de interligações, no qual a parametrização em torno da capacidade de intercâmbio permite determinar, simultaneamente, o nível de confiabilidade ótimo e a capacidade de intercâmbio ótima. O mesmo raciocínio vale para a reserva de geração. No caso de sistemas de transmissão, pode-se parametrizar a análise pela LSC (Load Supplying Capability) do sistema ou pelo grau de redundância da rede. Uma vez estabelecidos os planos de expansão correspondentes aos diversos valores do parâmetro de interesse, passa-se à etapa seguinte da análise, que é o cálculo dos custos de operação e de investimento de cada alternativa.

A Figura 5.11 mostra como se comportam os custos de investimento e de operação em função do nível de confiabilidade. Os custos de investimento no sistema crescem com o aumento do nível de confiabilidade: lentamente no início, mais rapidamente depois, tornando-se finalmente assintótico à reta vertical que corresponde à confiabilidade total. O custo de operação é a soma dos custos de combustíveis, manutenção, etc., com os custos das falhas de suprimento. O ponto mais baixo na curva de custo total define o nível ótimo de confiabilidade ( $R_{\text{ótimo}}$ ) e também a capacidade de intercâmbio ótima ( $T_{\text{ótimo}}$ ).

O processo de otimização da confiabilidade foi proposto originalmente para determinar o nível de confiabilidade ótimo em termos de capacidade, mas pode ser estendido para realizar a *compatibilização* de critérios de confiabilidade. A principal diferença da compatibilização de critérios em relação ao processo de otimização de confiabilidade “puro” é que a compatibilização requer a parametrização de *duas* variáveis de planejamento: uma correspondente aos critérios de energia e a outra aos critérios de capacidade (potência).

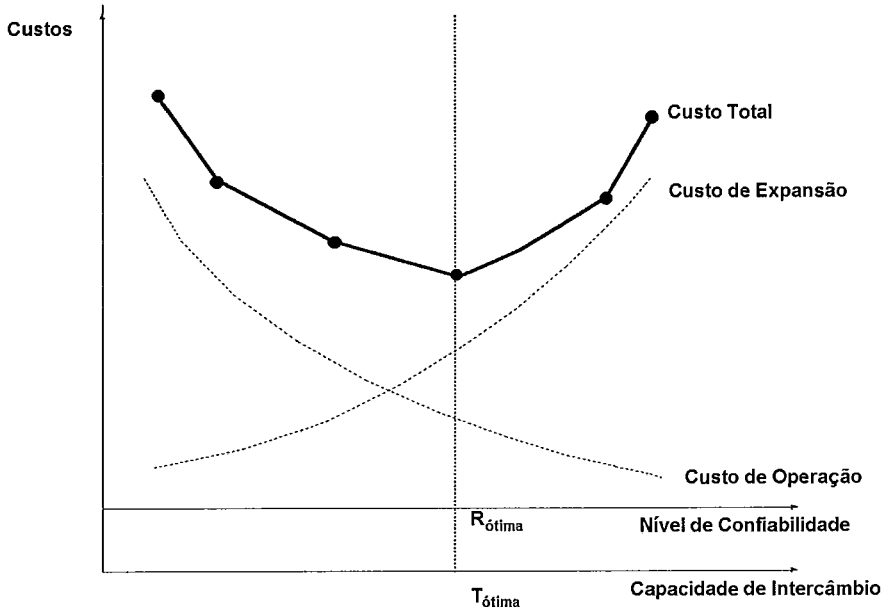


Figura 5.11 - Otimização da Confiabilidade

Estabelecida a faixa de variação dos critérios, o processo de otimização, ilustrado na Figura 5.12, pode ser resolvido por enumeração, levando a um conjunto de planos de expansão ótimos, em que cada plano está condicionado a um *par* de critérios de energia e de potência. É interessante observar que o processo de planejamento atual, com critérios de confiabilidade de energia e potência pré-estabelecidos, forneceria apenas um dos pontos deste conjunto.

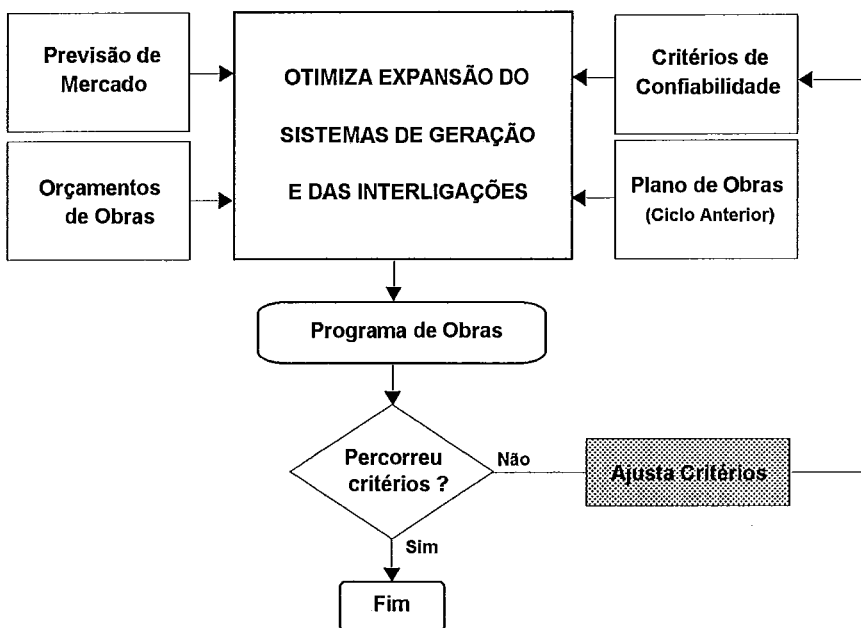


Figura 5.12 - Planejamento de Interligações com Otimização da Confiabilidade

Considerando um conjunto de critérios de confiabilidade de energia  $\{CE_1, CE_2, CE_3\}$  e um conjunto de critérios de confiabilidade de potência  $\{CP_1, CP_2, CP_3\}$ , o processo de otimização de confiabilidade descrito resultaria em um conjunto de custos totais  $\{CT_i, i = 1,9\}$ , onde cada elemento  $CT_i$  corresponderia ao custo total de investimento e de operação decorrentes da aplicação de um par de critérios  $\{CE_j, CP_k\}$  ao problema de planejamento da expansão do sistema. O resultado deste processo pode ser sintetizado num quadro, similar ao Quadro 5.4, cujo exame permite identificar a solução ótima do problema de otimização proposto, qual seja, um cronograma de investimentos e um par de critérios de confiabilidade que minimizam o custo total de expansão do sistema.

**QUADRO 5.4 - OTIMIZAÇÃO DE CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE**

Critérios de Potência	Critérios de Energia		
	$CE_1$	$CE_2$	$CE_3$
$CP_1$	$CT_7$	$CT_4$	$CT_1$
$CP_2$	$CT_8$	$CT_5$	$CT_2$
$CP_3$	$CT_9$	$CT_6$	$CT_3$

Supondo, por hipótese, que  $CT_5$  é o mínimo custo total, o par de critérios  $\{CE_2, CP_2\}$  deve ser então adotado como referência para os estudos de planejamento e dimensionamento dos componentes do sistema, tanto a nível de geração quanto de interligação. Observe que nenhuma hipótese foi feita quanto à natureza dos critérios selecionados. Assim, em princípio, o processo de compatibilização proposto pode ser aplicado tanto em sistemas que adotam critérios determinísticos quanto em sistemas que adotam critérios probabilísticos. Por exemplo, os critérios de potência poderiam ser expressos como no Quadro 5.5:

**QUADRO 5.5 - CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE DE POTÊNCIA**

Tipo de Critério	$CP_1$	$CP_2$	$CP_3$
Determinístico	N	N-1	N-2
Determinístico	N	N-1 com redespacho	N-1 sem redespacho
Probabilístico	LOLP 7 h/mês	LOLP 5 h/mês	LOLP 3 h/mês

De forma similar, os critérios de confiabilidade de energia poderiam ser formulados considerando também diferentes tipos de critérios, como exemplificado na tabela a seguir. Observe que tanto no Quadro 5.6, quanto no 5.5, os critérios aumentam em severidade da esquerda para a direita, ou seja, os critérios da primeira coluna procuram representar um relaxamento dos critérios da coluna central, enquanto que os da terceira coluna tem como característica comum uma maior rigidez em relação aos critérios centrais.

**QUADRO 5.6 - CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE DE ENERGIA**

Tipo de Critério	$CE_1$	$CE_2$	$CE_3$
Determinístico	Período Crítico 1	Período Crítico 2	Período Crítico 3
Determinístico	Participação Térmica 100%	Participação Térmica 75%	Participação Térmica 50%
Probabilístico	Risco Anual 7%	Risco Anual 5%	Risco Anual 3%

Naturalmente, a escolha de um ou outro tipo de critério deve ser feita tendo em vista seus reflexos tanto em termos de esforço computacional quanto em termos da qualidade dos resultados do processo de otimização. Sob o ponto de vista de esforço computacional, a adoção de critérios determinísticos apresenta grande vantagem sobre os critérios probabilísticos. Sob o ponto de vista de qualidade de resultados, os critérios probabilísticos superam os determinísticos.

Esse ponto pode ser melhor entendido observando-se a Figura 5.13, que representa graficamente o processo de otimização de confiabilidade. Cada elemento do conjunto  $\{CT_i, i = 1,9\}$  corresponde a um ponto ( $CT_1$  a  $CT_9$ ) na Figura 5.13 que mostra também as curvas de nível de uma função custo total hipotética.

A qualidade dos resultados da otimização depende, em grande parte, da largura da grade de otimização, que é definida pelo nível de discretização dos critérios de energia e de potência. A grade associada aos processos determinísticos é necessariamente “grossa”, pois são definidos a partir de um número limitado de eventos discretos (não há como “fracionar” contingências). A grade associada aos critérios probabilísticos pode ser tornada tão fina quanto necessário, graças ao caráter contínuo dos índices de confiabilidade.

Um limite prático a ser considerado é o esforço computacional, que cresce diretamente com o grau de discretização adotado no processo de otimização. Além disso, o caráter contínuo dos índices de confiabilidade viabiliza uma estratégia adaptativa, ou seja, permite a redução gradativa da discretização à medida em que se aproxima da solução ótima. A vantagem mais importante dos critérios probabilísticos, no entanto, é a possibilidade de se calcular derivadas dos índices de confiabilidade em relação à capacidade dos componentes do sistema. Esta propriedade, conjugada com algoritmos eficientes de seleção de investimentos, possibilita a solução analítica do problema de otimização da confiabilidade.

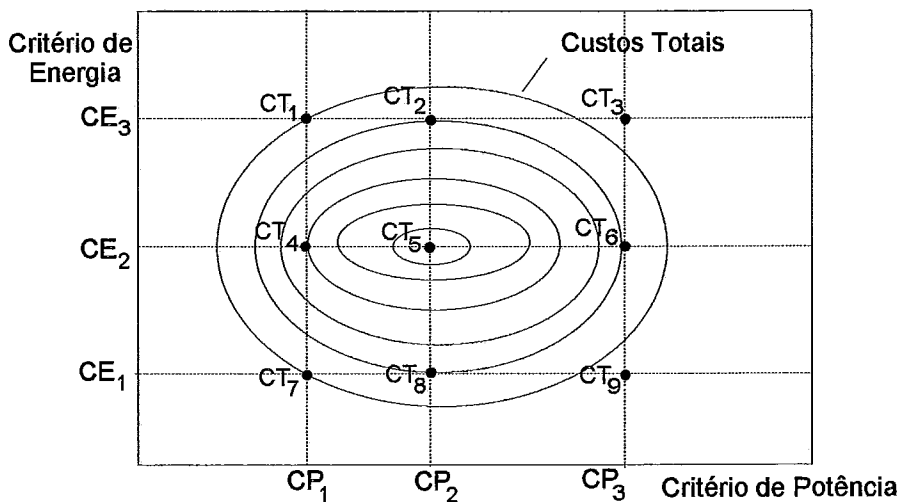


Figura 5.13 - Processo de Otimização de Critérios

Finalmente, a terceira alternativa para compatibilizar critérios de confiabilidade é através de índices probabilístico-econômicos, obtidos a partir da multiplicação da potência e da energia não suprida (MW ou MWh) pelos custos de racionamentos ou de interrupção, conforme o caso. Essa alternativa apresenta as vantagens dos critérios probabilísticos “puros”, mais a vantagem adicional de poder ser adicionado aos custos de investimento e de combustível, o que viabiliza a solução analítica do problema de otimização.

#### 5.4 ASPECTOS DE IMPLEMENTAÇÃO

O processo de otimização da confiabilidade constitui elemento fundamental da metodologia de planejamento integrado, seja na determinação do nível de confiabilidade ótimo de cada subsistema, seja na compatibilização dos critérios de planejamento. Cabe analisar, portanto, as possibilidades de incorporação desta metodologia no processo de planejamento do sistema em geral e das interligações em particular. As possibilidades de implementação variam subs-

tancialmente com o horizonte de planejamento considerado, por um lado, e com a disponibilidade de modelos computacionais adequados, por outro.

Um aspecto importante a considerar, nesta implementação, é que a metodologia de planejamento integrado requer o uso conjugado de modelos usados no planejamento da geração e da transmissão. No planejamento da transmissão, os critérios são determinísticos e os modelos usados são, em sua maioria, de simulação, embora já se disponha de modelos de síntese heurísticos para o planejamento a longo prazo. No caso da geração, os critérios são probabilísticos e os modelos usados são, em sua maioria, de simulação, embora completados por modelos de otimização no horizonte de longo prazo.

Dessa forma, a implementação desta metodologia representa uma transição entre a situação atual, baseada em métodos determinísticos e procedimentos heurísticos, e uma situação futura, baseada em métodos probabilístico-econômicos e em técnicas de otimização da confiabilidade. Para viabilizar esta transição, portanto, propõe-se a solução do problema de otimização de interligações em três etapas:

- análise paramétrica
- análise marginal
- análise global

Analisa-se a seguir as características, vantagens e limitações de cada abordagem.

#### 5.4.1 Análise Paramétrica

A análise paramétrica representa uma implementação direta do processo de otimização da confiabilidade, anteriormente indicado na Figura 5.11. Neste processo, seleciona-se inicialmente uma faixa de valores da capacidade de intercâmbio, que inclui uma estimativa inicial do nível de intercâmbio ótimo. A seguir, estabelece-se o plano de expansão ótimo correspondente à capacidade de intercâmbio selecionada. Numa etapa posterior, calculam-se com maior precisão os custos de combustível, de déficit de energia e de interrupção, com apoio de modelos especializados. O custo de investimento da interligação é calculado externamente, considerando a alternativa tecnológica de menor custo, em função do comprimento da interligação e da potência a transportar.

O custo global é obtido pela soma das parcelas de custos. Concluída a análise de uma capacidade de intercâmbio, passa-se ao próximo valor, dentro da faixa selecionada, repetindo-se o processo descrito. Cada iteração estabelece um ponto da curva *custo total x capacidade de intercâmbio*. A curva resultante determina a capacidade de intercâmbio ótima.

É importante observar que a determinação do plano de expansão da geração, para cada limite de intercâmbio, requer atualmente o uso de dois modelos: um para a expansão energética e outro para expansão da reserva de geração. Isso reflete a filosofia atual de planejamento da geração, em duas etapas: expansão para energia e expansão para ponta. Tanto um modelo como o outro consideram a capacidade de intercâmbio pré-definida no laço externo, ou seja, a expansão é feita tomando-se como variável de decisão apenas a capacidade de geração em cada subsistema. Para garantir a coerência das decisões, a expansão de ponta é condicionada à expansão energética.

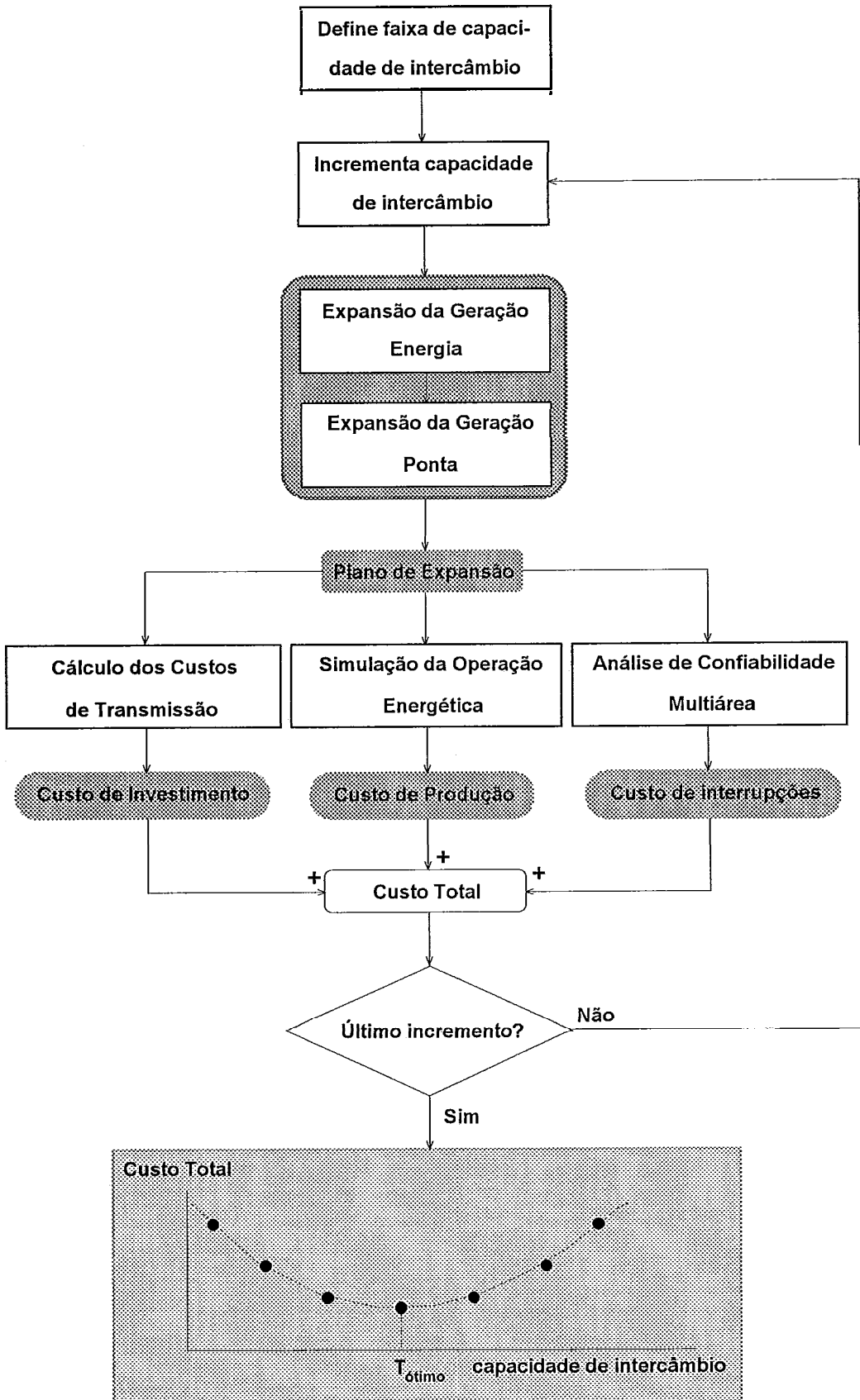


Figura 5.14 - Planejamento Integrado de Interligações via Análise Paramétrica

### 5.4.2 Análise Marginal

A análise paramétrica representa um avanço em relação às metodologias atuais, e apresenta uma série de características interessantes, quais sejam:

- incorpora, explicitamente, os aspectos de confiabilidade, tanto em termos de energia quanto de capacidade;
- pode ser implementada a partir de modelos de análise e de síntese já disponíveis no setor elétrico brasileiro;
- permite o cálculo dos custos com o grau de precisão desejado, podendo ser usada tanto em estudos de longo prazo quanto de médio prazo;
- permite considerar o caráter multiperíodo da expansão e da operação de sistemas hidrotérmicos;
- permite representar de forma realista a evolução dos custos de transmissão em função da capacidade de transporte da interligação;

Uma limitação básica da análise paramétrica é a dificuldade prática de estender seu uso para mais que dois subsistemas interligados. Sua extensão para sistemas multiárea (três ou mais áreas) pode se mostrar extremamente penosa, se não se dispuser de modelos adequados para sua realização. Neste caso, é recomendável aplicar o método através de uma análise marginal.

A análise marginal parte do princípio que se dispõe de um plano de expansão de referência, estabelecido com base em critérios determinísticos ou probabilísticos. Normalmente, este plano é uma revisão do plano gerado num ciclo de planejamento anterior, mas pode ser também gerado com base na experiência do planejador, usando modelos simplificados do sistema (balanço energético estático, por exemplo). Usando-se uma taxa de desconto igual ao custo de oportunidade de capital, calcula-se o valor presente dos custos de investimento e de operação deste plano ao longo do horizonte de planejamento. Uma variação relativamente pequena ou “marginal” é feita no programa, seja pela variação da capacidade instalada, seja pela mudança da data de entrada em operação de algum projeto de geração ou interligação. Se o custo total do plano, após a modificação marginal, for menor que o custo total do plano original, o plano modificado é aceito. Este processo pode ser repetido, considerando uma série de modificações marginais, até que o plano ótimo seja atingido.

A formulação básica da análise marginal pode ser escrita como segue. Seja  $K_1$  o valor dos custos fixos e variáveis do plano original e  $K_2$  os custos do plano após uma modificação marginal. Supõe-se, por simplicidade, que  $K_1$  e  $K_2$  ocorrem no mesmo ano. Seja  $U_{1t}$  os custos operativos (combustível e manutenção) do plano original no ano  $t$  e  $U_{2t}$  os custos correspondentes do plano modificado no mesmo ano. Designando por  $\Delta_{12}$  o valor presente da diferença de custos totais entre os dois planos, pode-se escrever:

$$\Delta_{12} = (K_1 - K_2) + \sum_{t=0}^T (U_{1t} - U_{2t})(1+r)^{-t}$$

Se  $\Delta_{12}$  for positivo, o plano modificado é preferível ao plano anterior. As modificações marginais ao programa original podem englobar ações de vários tipos: pode-se mudar a participação relativa dos vários tipos de usinas térmicas que compõem o plano, ou então antecipar/atrasar a data de entrada de operação de uma ou mais usinas hidrelétricas, aumentando/diminuindo seus custos de capital atualizados, etc. Sob este ponto de vista, a análise marginal pode ser descrita como uma abordagem geral para determinar um programa de expansão de mínimo custo por aproximações sucessivas.

Na abordagem marginal, o nível ótimo de confiabilidade é atingido quando o custo marginal de capacidade adicionada com vistas a melhorar a confiabilidade do sistema é exatamente

igual à redução do custo da energia não suprida devido à adição de capacidade. Assim, no caso de uma interligação, um acréscimo unitário de capacidade de intercâmbio se justifica se os ganhos marginais de confiabilidade, em termos tanto de energia quanto de capacidade, compensam os custos marginais da capacidade de intercâmbio.

Um aspecto importante a observar é que a análise marginal deve ser feita contabilizando-se apenas os custos e benefícios associados às variações do nível de confiabilidade. Em sistemas de base termoelétrica, os custos de restrições energéticas são em geral desprezíveis comparados aos custos de falhas de equipamentos, o que simplifica bastante o cálculo dos custos e benefícios da variação de confiabilidade. No caso de sistemas hidrotérmicos, a alteração da capacidade instalada em geração ou interligações afeta a política de operação do sistema, o que influi simultaneamente nos custos de combustível e de racionamento. Em outras palavras, no caso de sistemas hidrotérmicos, os custos dos déficits de energia não podem ser completamente dissociados dos custos de produção. No caso de interligações, por exemplo, esta associação de custos se refletiria numa capacidade de intercâmbio *superior* à que seria obtida considerando-se exclusivamente os aspectos de confiabilidade.

Para avaliação da confiabilidade de sistemas hidrotérmicos, dispõe-se hoje no Brasil de modelos à área única e de confiabilidade multiárea. Uma característica comum a esses modelos é considerar que as saídas forçadas de unidades geradoras não influem na capacidade de produção de *energia* do sistema. Essa característica é peculiar ao sistema elétrico brasileiro e se deve à grande capacidade de regularização dos reservatórios e ao geralmente elevado nível de reserva de geração no sistema. Desse modo, viabiliza-se a análise de confiabilidade devido às falhas de capacidade.

Para avaliação da confiabilidade energética de sistemas hidrotérmicos, não existem modelos de confiabilidade “puros”, mas uma estimativa dos custos de racionamento pode ser obtida com o uso de modelos de simulação. Neste caso, eventuais ganhos energéticos oriundos de variações de capacidade instalada em geração ou transmissão não estariam sendo considerados, uma vez que os modelos citados não modificam a política de operação do sistema. No entanto, ganhos localizados poderiam ocorrer em alguns meses, devido à possibilidade de transferência de energia vertida turbinável de um subsistema com excesso para outro em déficit. A capacidade de interligação assim obtida corresponderia portanto a um valor *mínimo* desta capacidade, justificado apenas pelo ganho de confiabilidade no sistema como um todo. Considerações sobre o custo de produção podem implicar em capacidades de intercâmbio mais elevadas, como comentado anteriormente.

### 5.4.3 Análise Global

A análise marginal é atraente por sua simplicidade e tem sido bastante aplicada no dimensionamento de interligações e de usinas. No entanto, sua aplicação em caráter mais amplo é bastante limitada, por duas razões principais:

- Primeiramente, é extremamente complicado e tedioso executar o cálculo manual dos custos de operação para sistemas de grande porte, considerando horizontes de longo prazo, especialmente com um mercado em crescimento, que leva a se duplicar a capacidade instalada em prazos de 5 a 10 anos, dependendo da taxa de crescimento do mercado;
- Em segundo lugar, o número de mudanças marginais possível é em geral muito grande; além disso, se o resultado de duas ou mais mudanças simultâneas for diferente destas mesmas mudanças aplicadas de forma sequencial, o problema passa a ser combinatorial, praticamente inviabilizando a análise marginal.

A necessidade de superar a primeira dificuldade levou ao desenvolvimento de modelos de simulação agregados para uso no planejamento da expansão, como extensão natural de mode-



los similares, porém detalhados, usados no planejamento da operação. A superação da segunda dificuldade levou ao desenvolvimento dos modelos de análise global, baseados em técnicas de programação matemática.

Em contraste com a análise marginal, que leva em conta apenas as possibilidades de otimização da confiabilidade em torno de um nível básico previamente definido pelo plano de expansão de referência, a análise global procura levar em conta, simultaneamente, todos os fatores que afetam o custo total de sistemas multiárea. Para isso, é necessário estabelecer várias alternativas de expansão, com distintos níveis de confiabilidade, e calcular os custos totais incorridos em cada plano. A alternativa de menor custo global define o nível de confiabilidade ótimo do sistema. A viabilização prática desta abordagem requer portanto a formulação e implementação de um modelo computacional adequado, com base em técnicas de otimização e em algoritmos de cálculo da confiabilidade eficientes. Um modelo deste tipo é formulado no Capítulo 6 do presente trabalho.

## 5.5 CONCLUSÕES

A análise anterior mostrou que o dimensionamento ótimo de uma interligação envolve uma complexa interação entre critérios de confiabilidade, níveis de investimento e horizontes de planejamento. Mostrou ainda que a atual estrutura de critérios, além de super-especializada (energia/geração; potência/transmissão), é *heterogênea*, pois os critérios de geração são formulados em termos probabilísticos (nível de risco), enquanto que os critérios adotados no planejamento da transmissão são determinísticos. Além desta incompatibilidade qualitativa, os critérios são fixados em termos de análises de custo-benefício circunscritas às fronteiras de cada área, o que indica uma possível incompatibilidade quantitativa, ou seja, critérios especializados não garantem a solução ótima para o sistema como um todo.

Estas constatações remetem a duas conclusões importantes:

- é possível, conceitualmente, ampliar as opções do planejamento, no que se refere à otimização das interligações, através de uma atuação simultânea sobre níveis de investimento e critérios de confiabilidade, ou seja, as possibilidades de otimização propiciadas pelo enfoque integrado são bem mais amplas que as disponíveis no enfoque especializado;
- a implementação destas novas possibilidades de otimização requer a prévia compatibilização dos critérios de confiabilidade usados no planejamento da geração e da transmissão, tanto em termos de energia quanto de potência.

Evidenciou-se, assim, a importância de se compatibilizar os critérios de confiabilidade visando não só ao dimensionamento das interligações, mas também à ampliação do leque de opções à disposição do planejador, em problemas de planejamento que apresentam como característica comum uma participação importante tanto dos aspectos elétricos quanto energéticos na escolha da melhor alternativa de expansão.

A seguir, apresentou-se uma metodologia para homogeneizar, qualitativa e quantitativamente, os critérios de confiabilidade em uso no planejamento de interligações. Foram discutidos também os métodos para implementação desta metodologia, considerando a necessidade de transição entre a situação atual, baseada ainda em critérios não homogêneos, e uma situação futura, baseada em critérios compatibilizados.

## 6. PLANEJAMENTO DE INTERLIGAÇÕES: MODELOS

A separação atual entre os aspectos de energia e de capacidade, no que diz respeito às decisões de investimento, dificulta um avanço adicional nas possibilidades de racionalização de custos e de otimização da confiabilidade. Isso pode ser melhor entendido se considerarmos que parcela substancial dos investimentos associados ao suprimento energético, que absorvem a maior parte dos recursos alocados ao setor elétrico, é usada para garantir apenas uma parte da confiabilidade global a nível de consumidor.

Sob este ponto de vista, portanto, numa conjuntura de recursos escassos, o processo de alocação ótima de investimentos deveria incluir também os investimentos em barragens, reservatórios e estoques energéticos (carvão, óleo, etc.), o que não é possível numa estrutura de critérios e modelos especializados. Em outras palavras, é possível que uma pequena redução nos recursos destinados à confiabilidade energética possa ser realocada em capacidade instalada em geração, transmissão e distribuição, com vantagens econômicas para o consumidor e para a expansão do sistema. Para viabilizar esta oportunidade adicional de racionalização, é necessário portanto promover a integração da análise de confiabilidade de energia e de potência, o que pode ser feito dentro da metodologia de compatibilização de critérios, apresentada no Capítulo 5, e desenvolver modelos que considerem de forma integrada as decisões de investimento em energia e em capacidade.

A necessidade de novos modelos decorre de uma característica comum aos vários modelos descritos na literatura, que não representam de forma adequada nem simultaneamente, os aspectos de custo de produção e de confiabilidade o que pode levar a distorções na expansão ótima do sistema. Assim, um dos objetivos do presente trabalho de pesquisa é formular e implementar um modelo de planejamento que atenda aos requisitos da metodologia de planejamento integrado.

No que segue, apresenta-se a evolução dos modelos usados no planejamento de sistemas de geração, ressaltando a tipologia dos modelos e as diversas tentativas de aplicar técnicas de programação matemática ao problema de expansão. Analisam-se também os enfoques adotados para inclusão de restrições de confiabilidade e de energia, bem como o papel proeminente das técnicas de decomposição na formulação e implementação de modelos de planejamento da expansão. Especial atenção é dedicada à cadeia hierárquica de modelos de planejamento, que comporta ainda uma série de aperfeiçoamentos, a partir da formulação e implementação de um modelo para planejamento integrado de sistemas interligados. Finalizando, é apresentada a estrutura computacional de um modelo adequado ao planejamento integrado.

### 6.1 EVOLUÇÃO DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO

A aplicação de técnicas de otimização ao problema de planejamento da expansão de sistemas de potência teve início em 1957, quando Massé e Gibrat enunciaram, pela primeira vez, o problema de investimento sob a forma de um problema de minimização de custo [MaG57]. Desde então, este problema vem recebendo considerável atenção por parte da indústria e das instituições de pesquisa e desenvolvimento.

Esse interesse resultou em inúmeras formulações alternativas do problema proposto por Massé e Gibrat, como se infere de extensos levantamentos da literatura realizados por Anderson em 1972 [And72], por Sasson e Merrill em 1974 [SaM74], Fischl em 1975 [Fis75], Delson e Shahidehpour [DeS92], em 1992. Destes levantamentos, o mais amplamente referenciado é o de Anderson, que enfatiza modelos voltados à formulação de *políticas de expansão* ótimas.

### 6.1.1 Tipologia dos Modelos de Planejamento

Anderson distingue diferentes tipos de modelo utilizados em diferentes estágios do processo de planejamento:

- Modelos globais: usados no desenvolvimento de planos de expansão candidatos
- Modelos de simulação: usados para determinar o custo operativo dos sistemas candidatos
- Análises marginais: feitas para aperfeiçoar os planos candidatos. [And72]

Os modelos globais contém versões simplificadas dos modelos de simulação e incluem estimativas *a priori* das margens de reserva necessárias ao atendimento dos requisitos de confiabilidade. Modelos de simulação mais detalhados são usados no segundo estágio para o cálculo mais preciso dos custos operativos. A avaliação de confiabilidade é feita, neste estágio, através de modelos probabilísticos. São necessárias várias iterações entre modelos globais e de simulação para determinar se um plano é aceitável em termos de custo e de confiabilidade. [And72]

Sasson e Merrill chamam a atenção sobre as diferentes abordagens, que variam amplamente em termos de: questões a serem respondidas, grau de detalhe adotado na modelagem do sistema e métodos de programação matemática na otimização [SaM74]. O espectro de abordagens é ilustrado na Figura 6.1 e detalhado no Quadro 6.1.

**QUADRO 6.1 - CARACTERÍSTICAS DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO**

Característica	Modelos de Simulação	Modelos de Otimização
Custos e Restrições	Detalhados	Aproximados
Horizonte de Análise	Curto-prazo	Médio e longo-prazos
Objetivo	Análise detalhada de pequeno número de alternativas	Análise simplificada de grande número de alternativas

Scherer, em 1977, [Sch77] também realça a distinção entre modelos de simulação e de otimização, por ele designados “production cost models” e “capacity expansion models”. Modelos de simulação (production costs) partem de um plano de expansão pré-estabelecido e calculam o mínimo custo necessário (não consideram custos de capital) para atender a uma certa demanda. Nos modelos de expansão, a capacidade instalada constitui a principal variável de decisão. No que segue, enfatiza-se a discussão dos modelos de expansão da capacidade de geração, postergando-se a discussão dos modelos de simulação para os Capítulos seguintes.

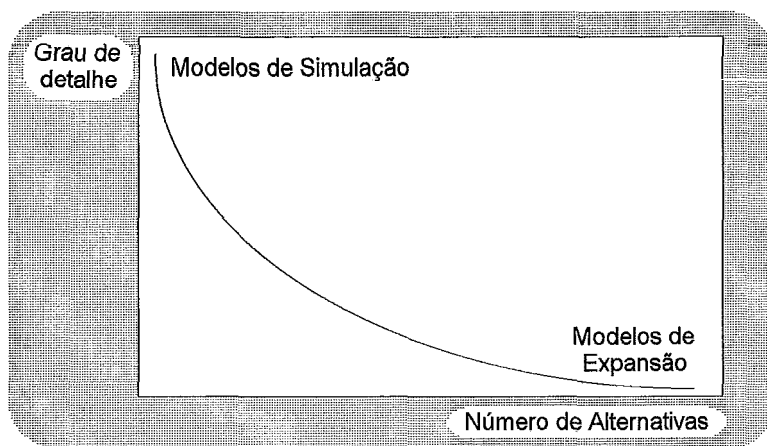


Figura 6.1 - Espectro de Abordagens do Problema de Planejamento

### 6.1.2 Modelos Semi-estáticos

Os primeiros modelos de otimização desenvolvidos para o planejamento da geração foram modelos semi-estáticos, que evoluíram para modelos dinâmicos multi-período, à medida em que aumentava a complexidade dos problemas de planejamento. Quando os primeiros modelos de otimização foram desenvolvidos, nas décadas de 50 e 60, as empresas de energia elétrica experimentavam uma taxa de crescimento da demanda mais ou menos estável, acompanhada por avanços tecnológicos e por economias de escala. As capacidades unitárias cresciam de acordo com o tamanho dos novos blocos de energia a suprir e os menores índices de confiabilidade das unidades de maior porte eram compensados por melhorias de projeto e por uma melhor coordenação das operações entre as concessionárias. A entrada de novos geradores em operação seguia uma sequência suave, em que novas unidades entravam na base da curva de carga e gradativamente deslocavam as unidades existentes para o atendimento da demanda de ponta. [DeS92]

A introdução de centrais nucleares e outras unidades com baixa capacidade de regulação e o crescimento do nível de exigência ambiental tornaram inadequados muitos dos procedimentos de planejamento e reduziram a capacidade de previsão de custos dos modelos existentes. Posteriormente, as crises de preço do petróleo e as incertezas no crescimento do mercado passaram a favorecer unidades geradoras com menor tempo de implementação, em geral para atendimento à ponta e à carga intermediária. Outras opções de planejamento, tais como usinas reversíveis, maior grau de coordenação entre concessionárias e o gerenciamento da demanda passaram a ser alternativas atraentes, em substituição à adição pura e simples de unidades de base, mais intensivas em capital. Todos esses fatores contribuíram para aumentar a complexidade do problema de planejamento e motivaram o desenvolvimento de modelos adequados às novas condições. [DeS92]

Nos primeiros modelos de expansão da geração, a decisão de investimento era tomada otimizando-se um ano de cada vez, sem levar em conta informações sobre a evolução futura do mercado e dos custos. Embora os requisitos computacionais fossem baixos, esta técnica de solução tendia a programar apenas unidades menos capital intensivas, que se mostravam subótimas a longo prazo. Para minorar estes efeitos da tomada de decisão *miope*, sem perder a vantagem do baixo custo computacional da otimização ano a ano, foram introduzidos os algoritmos “look-ahead”, estáticos e dinâmicos. [DeS92]

Os algoritmos “look-ahead” também tomavam decisões em base anual, mas consideravam uma estimativa do custo operacional para o período futuro (*look-ahead*). Nos algoritmos “look-ahead” estáticos, a carga não variava nos anos seguintes ao ano de decisão, de modo que a energia produzida pelas unidades era admitida constante. Os custos de produção eram então calculados considerando apenas a elevação (*escalation*) dos preços de combustível e dos custos de manutenção ao longo do período “look-ahead” especificado. [DeS92] Os algoritmos “look-ahead” dinâmicos eram semelhantes aos estáticos no que diz respeito à tomada de decisão ano a ano, mas os custos futuros eram calculados por programação dinâmica. [LeD82]

Nesta linha, foi desenvolvido, nos anos 60, um dos primeiros modelos para expansão da geração de uso geral: o OGP (Optimized Generation Planning) da General Electric Company. O OGP avaliava a LOLP do sistema e calculava os custos de produção por convolução, a partir de curvas de carga típicas. A seleção das adições de capacidade utilizava um método de busca entre os tipos de geração disponíveis, assumindo carga constante para um certo número de anos futuros e levando em conta o aumento dos custos de operação. [MMM74] [FeL78]

### 6.1.3 Modelos Dinâmicos

Os primeiros modelos de otimização efetivamente dinâmicos usados no planejamento de sistemas de potência foram modelos de programação linear. A programação linear foi concebida em 1947, em parte como decorrência do modelo de relações inter-industriais (input-output) de Leontief e em parte pelo advento dos computadores eletrônicos. Já em 1949, muitas aplicações haviam sido implementadas com sucesso na área econômica e seus resultados apresentados em diversas conferências, ensejando a publicação de diversos textos, logo adotados nos cursos de economia e de administração. [Dan66] [DSS58] [Bau77]

As primeiras aplicações de programação linear ao planejamento de sistemas de potência e ao cálculo de tarifas foram apresentadas na França em 1959. A versão inglesa foi publicada em 1962. [Mas62]. Neste mesmo período, registra-se a primeira aplicação de programação linear ao planejamento de uma interligação (Pacific Northwest-Southwest). [Sau64] Em 1972, um *tutorial paper* do Banco Mundial promoveu o uso da programação linear no planejamento da geração, principalmente nos países em vias de desenvolvimento. [And72]

Passada a fase inicial, em que prevaleceu a ótica econômica, a análise passou a ser orientada para o planejamento sob a ótica de engenharia, em função dos avanços realizados nos modelos de cálculo de custo de produção. Esta tendência veio a realçar algumas limitações básicas dos modelos de PL, até então determinísticos e baseados em variáveis de decisão contínuas. Uma das principais dificuldades estava no cálculo do custo de produção, que não levava em conta os efeitos de saídas forçadas de geradores sobre a confiabilidade do sistema. Outra dificuldade se relacionava ao problema de investimento, que não levava em conta as economias de escala, nem a indivisibilidade dos projetos nem os custos fixos associados. Estas limitações resultavam em distorções nos planos de expansão, como por exemplo o não reconhecimento da melhoria da confiabilidade devido às unidades de ponta. [DeS92] A solução de problemas estocásticos com programação linear poderia ser feita através de cenários, que aumentam o número de variáveis e de restrições em relação ao caso determinístico, ou então através do uso de restrições estocásticas (*chance constraints*).

### 6.1.4 Restrições de Confiabilidade

As tentativas iniciais para incorporar restrições de confiabilidade nos modelos de PL foram baseadas em relações linearizadas entre a margem de reserva do sistema e a probabilidade de perda de carga (LOLP) associada. A principal vantagem desta formulação é que a restrição estocástica pode ser convertida numa restrição determinística, uma vez conhecida a distribuição do limite de capacidade relevante. Com isso, a formulação do problema estocástico resulta não mais complexa que no caso determinístico.

Por outro lado, a fixação da restrição estocástica deve ser feita considerando os custos das falhas, o que constitui por si só um problema de otimização complexo. [QiG93] Uma das abordagens, adotada por Coté e Laughton em 1980 [CoL80] e em um modelo desenvolvido para o EPRI, é descrita a seguir [Gor81]:

- Primeiramente identificavam-se as unidades candidatas à adição, as quais eram caracterizadas pela capacidade unitária (MW), pela taxa de saída forçada (%) e pela necessidade de manutenção (h);
- Uma relação linear entre a margem de reserva necessária para atender uma determinada LOLP e os parâmetros de cada tipo de gerador (capacidade unitária, taxa de falha e tempo de reparo) era obtida por regressão múltipla sobre os resultados de simulações probabilísticas;

- Dada a configuração inicial do sistema e a demanda de ponta, determinava-se o reforço de geração, a partir da relação linear obtida externamente ao modelo de otimização.

Outra dificuldade com o uso de restrições estocásticas é o pessimismo das soluções, particularmente quando o modelo de PL envolve várias restrições deste tipo. [LSH81] Aparentemente, a raiz das dificuldades na representação de aspectos probabilísticos nos modelos de programação linear reside na característica não linear da restrição de confiabilidade, a qual pode ser aproximada por uma função linear, mas em faixas de capacidades unitárias e taxas de saídas forçadas bastante restritas. Algumas tentativas para incorporar, explicitamente, restrições de confiabilidade probabilísticas em modelos de expansão da capacidade de geração são discutidas por Sanghvi e Shavel, em 1984. [SaS84]

Essas limitações, somadas às dificuldades de representar não linearidades no problema de investimento, levaram vários pesquisadores a desenvolver formulações alternativas para o problema de planejamento da expansão, baseadas principalmente em programação dinâmica e programação inteira mista. A programação dinâmica permite acomodar todas as formas de não linearidade e alguns modelos baseados em PD tiveram sucesso, em parte devido ao uso de cumulantes, que permitem o cálculo analítico do custo de produção e reduzem substancialmente o custo computacional do subproblema de operação. [JeJ74] [Boo72] [SMV84]

Modelos de programação linear mista foram propostos por Gately em 1970 [Gat70] e em 1971 [Gat71], por Manne em 1971 [Man71], Fernandez, Manne e Valencia em 1973 [FMV73], Scherer em 73 [Sch73], Sawey e Zinn em 1977 [SaZ77].

### 6.1.5 Técnicas de Decomposição

Nesta linha, Noonan e Giglio desenvolveram um modelo dinâmico que levava em conta economias de escala e restrições de confiabilidade estocásticas [NoG74][NoG77]. Nesta aplicação, foi usada a decomposição de Benders [Ben62] com um subproblema mais simples, linear e determinístico. O problema mestre incluía uma restrição de confiabilidade probabilística, representada através de uma aproximação Gaussiana, não linear, da probabilidade de perda de carga (LOLP). Essa função era construída externamente ao modelo, com uso de modelos de simulação. O modelo apresentava 400 variáveis inteiras (0/1), cerca de 7000 variáveis contínuas e mais de 8000 restrições. Esta foi uma das primeiras aplicações da decomposição de Benders na solução do problema de expansão de sistemas termoelétricos, mas não explorou completamente a estrutura especial do problema de planejamento, o que só veio a ocorrer posteriormente, com o trabalho de Bloom, em 1982. [Blo82]

Anteriormente ao trabalho de Noonan e Giglio, Schweppe e outros, [SMF84] bem como Beglari e Laughton [BeL75] já haviam introduzido técnicas de decomposição heurísticas na solução do problema de expansão, sem garantia de convergência, portanto. Em 1979, Coté [Cot79] apresentou um método baseado em decomposição de Benders, no qual o subproblema de confiabilidade era resolvido por simulação probabilística. O problema de investimento continha uma restrição de confiabilidade modelada por uma função não linear ajustada *a priori* para o sistema em estudo, sem atualização dos cortes ao longo das iterações.

Em 1982, Bloom apresentou uma metodologia similar à proposta por Coté, mas capaz de gerar os cortes de Benders ao longo do processo iterativo, com apoio do modelo de simulação probabilística de Baleriaux-Booth [Boo72]. As variáveis de decisão, contínuas, representavam acréscimos de capacidade por classe térmica, visando garantir a convexidade do problema de investimento. No entanto, o problema de investimento modificado pelos cortes gerados pelo subproblema de operação resultava muitas vezes não convexo.

A não convexidade era devida às deseconomias de escala em termos de confiabilidade, ou seja, o valor esperado do corte de carga associado a uma unidade de 500 MW é *maior*, em

geral, que o corte de carga propiciado por cinco unidades de 100 MW. Assim, embora a economia de escala em termos de custo favoreça a unidade de 500 MW, o ganho de confiabilidade tende a tornar mais atraentes as unidades de menor porte. A eliminação deste problema requer a discretização das variáveis de investimento e a consideração dos ganhos ou perdas de confiabilidade devido à adição ou retirada de unidades geradoras e elos de interligação, no cálculo dos cortes gerados pelo subproblema de operação.

A busca de alternativas para superar estas dificuldades da formulação contínua levou Bloom, Caramanis e Charny [BCC84] a uma posterior substituição do modelo de simulação probabilística por uma modelagem baseada em aproximação de Gram-Charlier, sem no entanto eliminá-las totalmente. A superação deste problema só viria a ocorrer mais tarde, no trabalho de Oliveira [Oli88], com uso de variáveis de investimento inteiras (0/1).

A introdução da técnica de decomposição de Benders representou um importante avanço na aplicação de programação linear ao problema de planejamento, na medida em que permite representar os efeitos de falhas de geradores de forma tão realística quanto na programação dinâmica, sem o inconveniente da “maldição da dimensionalidade”. Este avanço foi consolidado em 1984, quando o tratamento por cumulantes foi incorporado a um pacote computacional que dava ao usuário a possibilidade de executar a expansão ótima tanto por programação dinâmica quanto por programação linear usando decomposição de Benders. [S&W84]

A busca de métodos de menor custo computacional levou Park, Lee e Youn [PLY80] a propor simplificações na modelagem de falhas nas unidades geradoras e nas variações da carga. Essas simplificações consistiam em admitir distribuições normais para a carga e para as falhas, e variações contínuas para as decisões de investimento nas diversas classes térmicas. A solução do problema se baseava também em uma técnica de decomposição, na qual o problema mestre era modelado como um problema de controle ótimo e as restrições de confiabilidade eram linearizadas e tratadas como cortes de Benders. A solução do mestre era feita com algoritmos de programação não linear. O subproblema de operação era resolvido analiticamente. A metodologia proposta resultou ser bem mais eficiente que o método de Bloom, com a desvantagem de depender da validade da hipótese gaussiana, que não se justifica em grande número de sistemas. Outra limitação do método era modelar as variáveis de investimento como contínuas. [PLY80][Oli88]

Oliveira apresentou, em 1988, uma aplicação da técnica de decomposição de Benders. Esta aplicação representou uma extensão dos modelos anteriores, com vistas a uma modelagem mais precisa do subproblema de investimento para o caso de sistemas hidrotérmicos com predominância hidráulica. No modelo proposto, as decisões de investimento consideram não apenas unidades adicionais nas centrais hidrelétricas candidatas à expansão de ponta em diversas áreas, mas também a possibilidade de reforçar as interligações, sempre que isso resultar em melhoria da confiabilidade do sistema. O subproblema de operação permite considerar sistemas interligados, com restrições de transferência de potência entre subsistemas. O problema de investimento é resolvido por um algoritmo de *branch and bound*, e o de operação por um algoritmo de fluxo máximo associado a um método de integração direta. [Oli88] Um problema semelhante foi tratado por Leopoldino, com a diferença, em relação ao trabalho de Oliveira, que o subproblema de operação é solucionado por um algoritmo de fluxo mínimo associado a um método de integração por amostragem (Monte Carlo) e o subproblema de investimento é solucionado pelo algoritmo de Balas. [Leo91]

Tanto em Oliveira como em Leopoldino, as abordagens propostas visaram aplicar a metodologia de decomposição de Benders à expansão da capacidade de ponta de sistemas em que há alternativas de supermotorização de usinas junto aos principais centros de carga, juntamente com opções de supermotorização de usinas remotas, com a conseqüente necessidade de reforço das interligações. Um requisito comum de ambos os modelos é a prévia disponibilidade

de um plano de expansão do sistema para atendimento aos requisitos de energia, tanto em termos de usinas como de interligações. Outro requisito dos métodos propostos é a disponibilidade das potências unitárias das usinas hidrelétricas com reservatório para diversas condições hidrológicas, obtidas por simulação. [Oli88][Leo91]

### 6.1.6 Restrições de Energia

Parcela significativa dos modelos anteriormente descritos foi originalmente desenvolvida para sistemas termoeletrônicos, dado que a geração hidroeletrica tem participação reduzida na matriz energética na maior parte dos países industrializados. Por outro lado, a hidroeletricidade representa ainda um importante insumo energético em países como o Canadá, a Suécia e a Noruega, e também em subsistemas hidroeletricos nos Estados Unidos, tais como a Bonneville Power Authority (BPA) e a Pacific Gas and Electric.[Per84] A hidroeletricidade tem também importante papel nos países em vias de desenvolvimento, onde representa mais de 50% da capacidade de geração total em 30 dos 69 países analisados pelo Banco Mundial; em 15 destes países, a parcela hidro excede de 70%. [WoB83]

A representação de usinas hidrelétricas em estudos de planejamento da geração introduz um grau de complexidade adicional, especialmente no cálculo dos custos de produção. Em sistemas térmicos, as condições de suprimento para um dado período podem ser analisadas independentemente dos outros períodos, e a sequência de despacho das unidades pode ser estabelecida com base apenas nas características de custo de cada usina. Em sistemas com predominância hidroeletrica, a capacidade de produção das usinas é determinada pela histórico de aflúências, pela evolução da demanda, pela indisponibilidade forçada dos componentes e pela política de operação do sistema. [FVP82] O cálculo do custo de produção para sistemas hidroeletricos é portanto não separável no tempo e requer simulações cronológicas. Como as usinas hidroeletricas não tem custos diretos, a determinação das regras de operação é também um problema complexo. [PeP84]

Na sua formulação original, os modelos de cálculo de custo de produção eram adequados apenas para sistemas nos quais a produção de energia fosse limitada apenas pela capacidade instalada e pelos fatores de disponibilidade das usinas. No entanto, uma modelagem mais realista, mesmo no caso de sistemas predominantemente termoeletrônicos, requer a representação de usinas reversíveis e de hidrelétricas convencionais, que apresentam restrições de energia. A modelagem destas tecnologias exigiu extensas modificações nos algoritmos de cálculo de custo de produção, em particular no que diz respeito à determinação da sequência de carregamento das unidades geradoras de usinas hidroeletricas. [BIC83] O problema de representação das usinas reversíveis foi tratado em [DMH84] As unidades hidroeletricas convencionais são representadas como usinas limitadas em energia, nas quais a disponibilidade energética é calculada exogenamente.[NSP87]

Esta abordagem representou um avanço na representação de usinas hidrelétricas em modelos de produção termoeletrônicos “puros”, mas pode conduzir a distorções no cálculo do custo de produção, se a produção hidroeletrica representar uma parcela significativa da energia produzida total. De fato, uma avaliação de diversos modelos usados no planejamento de sistemas de potência incluiu a programação pré-estabelecida como uma das principais deficiências observadas nestes modelos. [DED84] [NSP87] As causas das distorções nesta forma de representação das restrições de energia são as seguintes [PeP87]:

- não leva em conta que o despacho das usinas hidro depende do plano de expansão.
- não permite representar a operação de usinas hidroeletricas em cascata, com restrições de volume armazenado, vazões turbinadas e vertidas, etc.



Estas deficiências, juntamente com a necessidade de uma melhor representação dos aspectos hidrológicos e das políticas operativas de sistemas hidroelétricos com múltiplos reservatórios, levaram ao desenvolvimento de uma série de modelos de simulação e de otimização especificados “sob medida” para sistemas hidrotérmicos. Parcela importante destes desenvolvimentos ocorreu no Brasil, em função das características do seu sistema gerador. No que segue, analisam-se os principais modelos desenvolvidos no planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos com predominância hidroelétrica.

De forma similar à representação de aspectos de confiabilidade nos modelos de otimização da expansão de sistemas de base térmica, a restrição de energia nos modelos de expansão pode ser expressa em termos de equivalentes determinísticos ou de restrições estocásticas. Na linha de restrições determinísticas, Rohde e Kalas apresentaram, em 1975, [RoK75] um modelo de programação inteira-mista para minimizar os custos de investimento e de operação para um elenco de projetos previamente definido. Neste modelo, os aspectos energéticos eram representados pelo fator de capacidade das usinas térmicas, pela energia potencial anual das usinas hidroelétricas e por fatores de eficiência do ciclo bombeamento-turbinamento nas usinas reversíveis.

No caso das centrais hidro, o modelo permitia distinguir a energia primária da secundária, ambas informadas pelo usuário. A energia potencial média anual era usada no cálculo dos custos de operação e a energia primária anual no atendimento da demanda de energia primária. No que diz respeito às decisões de investimento, o modelo considerava limites de capacidade máxima e mínima em cada período, projetos mutuamente exclusivos, restrições de unicidade de investimento, entre outras. Os intercâmbios de energia entre subsistemas interligados eram modelados como usinas fictícias, com custos de intercâmbio expressos em termos de valores fixos e variáveis (os autores não detalham estas restrições). A solução do problema de otimização era feita com apoio de um pacote computacional para programação inteira mista (Ophelie II), usando um algoritmo de *branch and bound*. [RoK75]

Na mesma linha de Rohde e Kalas, Pinheiro e Trinkenreich [TrP82] apresentaram em 1982 o modelo DESELP, que consiste numa formulação linear do problema de expansão da geração. O objetivo do modelo é determinar a composição ótima do sistema, a partir de um cadastro de projetos candidatos de geração e de interligações entre subsistemas.. O modelo permite determinar também as necessidades de expansão das interligações entre as regiões elétricas. A função objetivo visa minimizar os custos anuais de investimento e de operação (combustível e manutenção) ao longo dos estágios de planejamento. A operação do sistema é representada através de um despacho de potência em três patamares, levando em conta restrições de disponibilidade de potência, máxima capacidade de produção de energia, etc. O modelo leva em consideração a energia secundária das usinas hidroelétricas no cálculo dos custos de produção das centrais termoelétricas. O algoritmo de solução usado pelo modelo é o MPSX/370, da IBM (Mathematical Programming System Extended /370). [TrP86]

Em 1977, Camozzato e Pinheiro apresentaram o modelo VENUS, desenvolvido por Furnas Centrais Elétricas em conjunto com o Cepel, com consultoria da Coppetec. [CaP77] O objetivo do modelo é a expansão otimizada de sistemas de geração-transmissão, com base num algoritmo de busca em grafos com heurística. [Gon73] O modelo representa o sistema elétrico por uma rede, cujos nós estão associados a barras de carga ou geração e cujos ramos estão associados a caminhos entre barras. A solução do problema elétrico é feita por um modelo de fluxo de potência linearizado e considerações de estabilidade são incluídas de forma simplificada. O modelo de avaliação de garantia do sistema de geração é baseado na energia firme de cada aproveitamento. A expansão do sistema é feita tanto para atender à demanda de ponta quanto de energia. O modelo, em geral, não garante a otimalidade global para sistemas de grande porte, em função de limitações de tempo de processamento. [CaP77]

### 6.1.7 Cadeia Hierárquica de Modelos

Reconhecendo as dificuldades práticas de representar o complexo processo de planejamento de sistemas hidrotérmicos em um único modelo, o Cepel, em conjunto com a Eletrobrás, optou por uma cadeia de modelos, com base nos critérios de modulação e de especialização discutidos no Capítulo 3. A Figura 6.2 apresenta a estrutura da cadeia de modelos de planejamento desenvolvida pelo Cepel/Eletrobrás. [PCT87] Nesta cadeia, cada modelo, individualmente considerado, representa um aspecto parcial do problema de planejamento, e o conjunto de modelos, coletivamente considerado, representa o problema de planejamento completo.

Os níveis hierárquicos correspondem a diferentes tipos de decisões de planejamento, com diferentes horizontes de influência e graus de impacto em termos de suprimento de energia. Por exemplo, a falta de água nos reservatórios devido a uma seca severa pode levar ao racionamento de energia, que pode durar vários meses. Em contraste, falhas em unidades geradoras podem levar a interrupções temporárias com duração limitada a algumas horas, durante o período de ponta do sistema.

No lado direito da cadeia, estão listadas as principais ferramentas de análise do sistema em termos de custo e de confiabilidade. Cada ferramenta contém uma descrição detalhada das características do sistema relevantes para a tomada de decisão em cada etapa. No lado esquerdo, estão explicitadas as principais decisões de investimento em cada etapa. Assim, para cada modelo de síntese, existe um modelo de análise, que permite uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema planejado. Para cada tipo de decisão, foram desenvolvidos diversos modelos, baseados tanto em técnicas de programação matemática quanto em métodos heurísticos. [Per89]

Parte dos modelos para planejamento da capacidade se baseia na técnica de decomposição de Benders, quais sejam: geração/ energia [PPM88], geração/ ponta [OPC87], transmissão/topologia [PPC85], transmissão/ compensação reativa [GPM86]. Acompanhando o sucesso da abordagem por decomposição, foi proposta e desenvolvida pelo EPRI uma estrutura de planejamento integrado geração-transmissão também baseada em decomposição de Benders. [Sta88]

Em 1990, Costa, Campodónico, Gorenstin e Pereira [CCG90], apresentaram um conjunto de modelos para determinar a expansão ótima da capacidade de produção de energia em sistemas de geração hidrotérmicos. O conjunto de programas foi dividido em dois modelos: o modelo agregado (MEG-A), no qual os reservatórios em cada região são agregados em um reservatório de energia equivalente por região, e o modelo detalhado (MEG-B), no qual as centrais hidroelétricas são representadas individualmente. No MEG-A, a expansão da capacidade de geração (usinas hidro e termoelétricas), assim como das interligações regionais, é feita através de programação dinâmica. No MEG-B, a expansão ótima é realizada através do método de decomposição de Benders. Neste modelo, o subproblema de investimento é um problema de programação inteira-mista e o subproblema de operação é um problema de programação multi-reservatório, multi-estágio, resolvido por algoritmos de fluxo em redes, em conjunto com técnicas de partição de base. [CCG90]

Em 1993, a partir da experiência adquirida com a implementação de modelos baseados em técnicas de decomposição, foi apresentado um novo modelo para planejamento da expansão, que explicita o tratamento de incertezas nas projeções de mercado, de custos de combustíveis e de restrições financeiras. Neste modelo, a técnica de solução combina otimização estocástica com técnicas de análise de decisão. [GCC93] O sub-problema de investimento é um problema de programação inteira mista, resolvido por um algoritmo de *branch and bound*. O sub-problema de operação é também um problema de planejamento da operação multi-estágio,

multi-reservatório, cujo objetivo é minimizar o valor do custo de produção. Este subproblema é resolvido por um algoritmo de fluxo de custo mínimo em redes com ganhos. [JOH66]

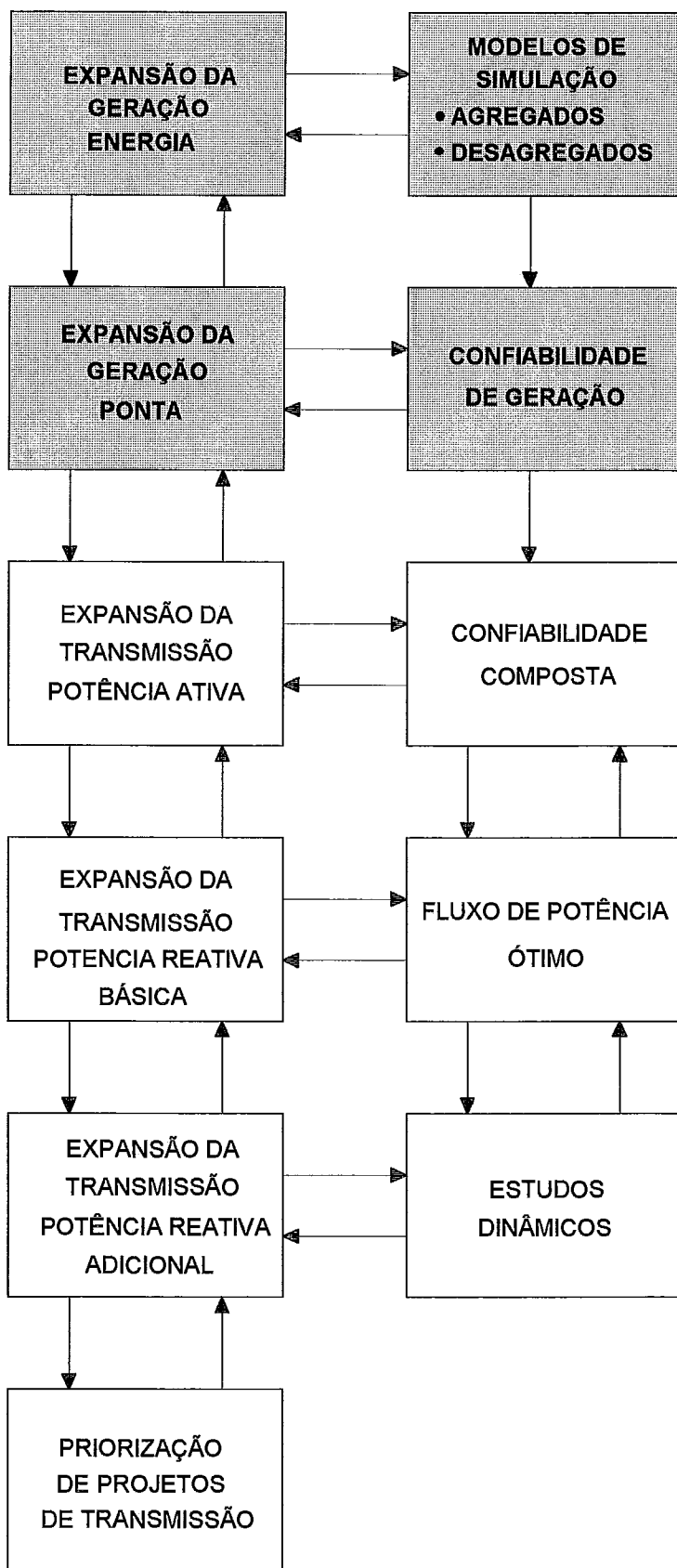


Figura 6.4 - Cadeia Hierárquica de Modelos: Expansão Especializada

## 6.2 ANÁLISE DOS MODELOS PARA PLANEJAMENTO

Uma análise da evolução dos modelos de planejamento revela uma série de pontos importantes, a serem considerados na seleção de modelos para o planejamento integrado de interligações. O primeiro ponto diz respeito à estrutura dos modelos desenvolvidos, que podem ser classificados em:

- modelos orientados ao subproblema de operação;
- modelos orientados ao subproblema de investimento;
- modelos orientados às interfaces entre investimento e operação.

Na primeira categoria, tem-se os modelos de cálculo de custo de produção, via simulação probabilística (Baleriaux-Booth) ou determinística, e os modelos de planejamento baseados em programação dinâmica. Os modelos orientados à operação privilegiam uma representação detalhada do sistema, em detrimento do subproblema de investimento, que, no limite, sequer é representado, como ocorre nos modelos de simulação “puros”. Neste caso, os planos de expansão são formulados pelo planejador e analisados pelo modelo, que em geral inclui também o cálculo dos índices de confiabilidade.

No outro extremo, tem-se os modelos orientados ao subproblema de investimento, que reduzem a representação do subproblema de operação a uma ou mais restrições determinísticas ou estocásticas, como ocorreu nos primeiros modelos dinâmicos, baseados em programação linear. Os modelos deste tipo tem como objetivo ampliar o número de alternativas de expansão analisadas, às custas de simplificações no tratamento dos aspectos de confiabilidade. Nesta categoria está incluída a maior parte dos modelos de programação linear, que representam os aspectos de confiabilidade sob a forma de restrições no subproblema de investimento.

Os modelos da terceira categoria visam balancear a representação dos subproblemas de investimento e de operação, como é o caso dos modelos baseados em técnicas de decomposição. Neste caso, a separação entre os aspectos de investimento e de operação permite aplicar técnicas especializadas a cada subproblema, o que aumenta a eficiência computacional do modelo, sem sacrificar a precisão da análise.

O segundo ponto diz respeito às técnicas de programação matemática usadas no desenvolvimento dos modelos de planejamento e da maior ou menor facilidade de representação dos diversos tipos de restrição encontrados no planejamento da geração. A programação linear é sem dúvida uma das técnicas mais usadas na formulação de modelos de otimização e apresenta uma série de características interessantes: garantia de convergência, técnicas de solução eficientes, análise pós-otimalidade “automática”, cálculo de custos marginais imediato, etc. Por outro lado, apresenta dificuldades para representação de economias de escala e indivisibilidade de projetos. A inclusão de restrições de confiabilidade é complicada, se os critérios não forem determinísticos (percentual de reserva, por exemplo).

A programação dinâmica é um método conceitualmente poderoso, mas apresenta severas dificuldades computacionais quando aplicada a sistemas multiárea (maldição da dimensionalidade). A eficiência computacional das técnicas de busca em grafos depende fortemente das heurísticas aplicáveis em cada problema. As técnicas de decomposição levam normalmente a processos iterativos entre os subproblemas de operação e de planejamento. Este processo iterativo pode ser representado de forma matemática rigorosa, através de técnicas de otimização conhecidas como decomposição.

Os primeiros modelos baseados em decomposição usavam técnicas heurísticas, que não garantiam a otimalidade da solução (os “cortes” gerados pelo subproblema de operação consideravam apenas os projetos incluídos no último plano). Posteriormente, o uso de técnicas de decomposição formalizadas permitiu superar as dificuldades iniciais dos modelos heurísticos e firmou a decomposição de Benders como método preferencial para desenvolvi-

mento de modelos de planejamento. Na abordagem por decomposição de Benders, são resolvidos iterativamente dois subproblemas:

- o subproblema de investimento, onde o plano de expansão  $x^*$  é obtido a partir da solução de um problema de otimização da forma

$$\underset{x}{\text{Min}} I(x) + \alpha(x)$$

onde  $\alpha(x)$  é uma aproximação do custo real de operação. O subproblema de investimento corresponde ao primeiro estágio do processo de decisão e pode ser modelado como um problema de programação inteira ou inteira-mista.

- o subproblema de operação, onde se calcula o valor esperado do custo exato de operação  $C(x^*)$  para o plano de expansão  $x^*$ . O subproblema de operação corresponde ao segundo estágio do processo de decisão.

A solução exata do subproblema de operação,  $C(x^*)$ , é então comparada com o valor aproximado  $\alpha(x)$  calculado no subproblema de investimento. Se os valores coincidirem (para uma dada tolerância  $\epsilon$ ), o processo terá convergido: pode-se garantir que  $x^*$  é o plano que minimiza  $I(x) + C(x)$ . Caso contrário, o valor do subproblema de operação é utilizado para aperfeiçoar a função aproximada  $\alpha(x)$ . O subproblema de investimento é então novamente resolvido, e o processo se repete até que a convergência seja obtida. Fica assim estabelecido um procedimento iterativo, com duas vantagens principais sobre as metodologias heurísticas e manuais: objetividade e garantia de otimalidade.

Estas características confirmam a importância da técnica de decomposição de Benders como solução adequada para a maior parte dos problemas de planejamento da expansão, na medida em que resolve satisfatoriamente os problemas de representação de restrições de confiabilidade e de restrições de energia, tanto sob a forma estocástica quanto determinística, além de facilitar a modulação do subproblema de operação.

O terceiro ponto diz respeito à formulação da cadeia hierárquica de modelos, que representou um avanço substancial em relação às abordagens anteriores, baseadas em modelos isolados, mas que comporta ainda uma série de aperfeiçoamentos, particularmente, mas não exclusivamente, no que diz respeito à estratégia de expansão das interligações regionais, embutida nos modelos de expansão da geração.

A cadeia hierárquica deriva sua validade da separabilidade das decisões nos diversos níveis hierárquicos. Em outros termos, explora as “ligações fracas” entre as diversas variáveis de decisão que compõem o problema de planejamento global. Sob este ponto de vista, pode ser vista também como um processo de decomposição heurístico, não iterativo, no qual a fixação de variáveis de decisão num nível hierárquico superior simplifica o tratamento dos subproblemas nos níveis hierárquicos inferiores.

Como corolário, infere-se que decisões tomadas nos níveis hierárquicos inferiores não devem afetar (sensivelmente) as decisões de níveis superiores. Se isso não ocorrer, num grande número de casos práticos, o fator de “insubordinação” relevante deve ser promovido para o nível superior, até que a hierarquia se restabeleça. Conforme analisado no Capítulo 3, a hipótese de desacoplamento entre a expansão da geração para energia e a expansão para ponta, ainda razoável quando se planeja linhas de transmissão internas a uma área, vem gradativamente perdendo validade no caso das interligações. Isso se deve à violação da hipótese de separabilidade dos investimentos em geração e em transmissão, por um lado, e pela identificação de ligações fortes entre os aspectos de energia e de capacidade, por outro.

Resta examinar agora as interações horizontais na cadeia de modelos. Esta interação tem sido praticada de forma manual, sem nenhum mecanismo de coordenação formalizado, como se depreende da análise da metodologia de planejamento de interligações, abordada no Capítulo

4. Esta coordenação poderá ser também formalizada, no modelo de planejamento integrado proposto a seguir, através da modulação do subproblema de operação, discutida a seguir.

### 6.3 MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO

Na estrutura atual da cadeia de planejamento, o planejamento da expansão do sistema de geração e das interligações é feito em duas etapas, conforme ilustrado na Figura 6.5. Cada etapa é executada por um modelo de expansão especializado. Na primeira etapa, um modelo adequado à expansão para energia é usado para gerar um plano de expansão parcial, compreendendo usinas, reservatórios e “frações” de interligações. Este plano é então dado como entrada para um modelo de expansão adequado à expansão de capacidade (ou ponta, na nomenclatura atual), que decide sobre unidades geradoras adicionais e complementa a expansão das interligações. Tanto um modelo quanto o outro empregam decomposição de Benders.

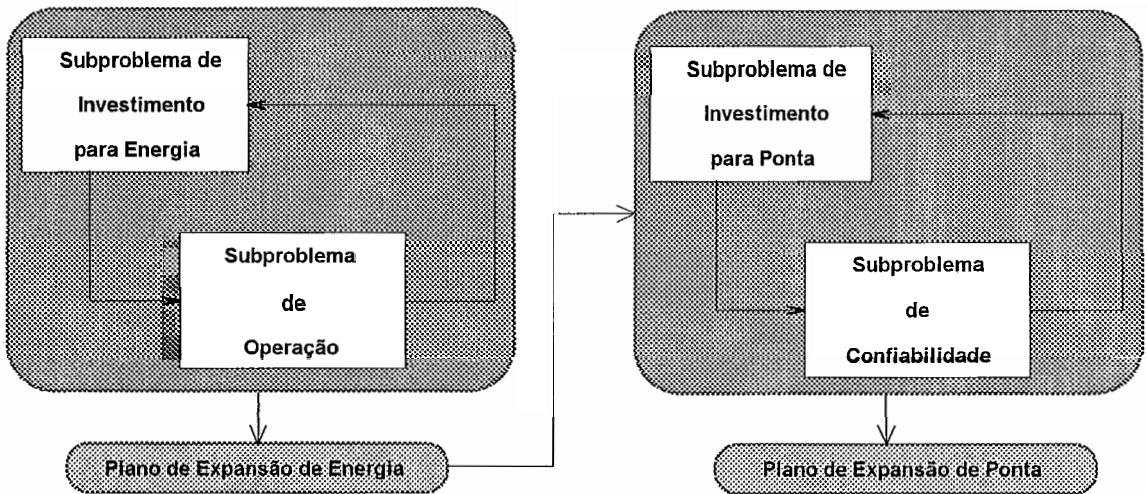


Figura 6.5 - Planejamento de Sistemas Interligados: Estrutura Atual

No primeiro modelo, as variáveis de decisão do subproblema de investimento estão relacionadas aos projetos de usinas termo e hidroelétricas, a fio d’água e com reservatório, bem como às interligações entre subsistemas. As variáveis de decisão do subproblema de operação estão associadas à operação ótima das usinas hidro e termoeletricas, visando ao atendimento do mercado de energia e levando em conta restrições de capacidade das unidades geradoras, dos reservatórios e das interligações.

No segundo modelo, as variáveis de decisão estão relacionadas a usinas de ponta, a unidades adicionais em usinas já construídas pelo modelo de expansão energética e a reforços de interligações determinadas na etapa anterior. As variáveis de decisão do subproblema de operação, neste caso, estão associadas à minimização da energia não suprida por deficiências de capacidade, devidas a falhas de geradores e interligações, levando em conta restrições de capacidade das unidades geradoras e das interligações disponíveis.

Isso mostra que nenhum dos modelos atualmente disponíveis atende simultaneamente aos requisitos do planejamento integrado de sistemas hidrotérmicos interligados, quais sejam:

1. tratamento integrado das decisões de investimento em geração e interligações;
2. representação de economias de escala e de indivisibilidade de projetos;
3. consideração de aspectos de confiabilidade em termos de energia e capacidade;
4. análise multiárea de sistemas interligados não radiais;
5. representação da dependência entre operação do sistema de geração e plano de expansão;
6. modulação do subproblema de operação em função do horizonte de planejamento

O modelo proposto a seguir é ilustrado na Figura 6.6 e visa a atender aos requisitos do planejamento integrado, através da determinação de um cronograma de entrada em operação que minimiza os custos atualizados de investimento e operação, respeitando as limitações técnicas dos equipamentos de geração e transmissão.

O subproblema de investimento, no modelo proposto, considera simultaneamente os projetos de geração termoeletrônicos, hidroeletrônicos a fio d'água e com reservatório, unidades adicionais em usinas existentes, usinas de ponta, novas interligações e reforços de interligações existentes, o que atende ao Requisito 1 do planejamento integrado.

O problema de decisão correspondente é formulado como um modelo de programação inteira, de grande porte e multiestágio, atendendo ao Requisito 2.

A formulação do subproblema de operação no modelo proposto envolve dois submodelos: um submodelo de operação energética e um submodelo de análise de confiabilidade, visando atender aos Requisitos 3 e 4 do planejamento integrado. Esta formulação se justifica pelas características do sistema gerador brasileiro.

A adoção da técnica de decomposição de Benders assegura o atendimento ao Requisito 5 e viabiliza o atendimento ao Requisito 6. Isso porque permite o uso de modelos de operação mais simples nos estágios iniciais de planejamento e a sofisticação gradativa do subproblema de operação, à medida em que se detalha o planejamento. Essa modulação permite também tirar vantagem da validade dos cortes de Benders nos diversos estágios de planejamento, se os modelos de operação mais simples forem obtidos por relaxação dos modelos detalhados.

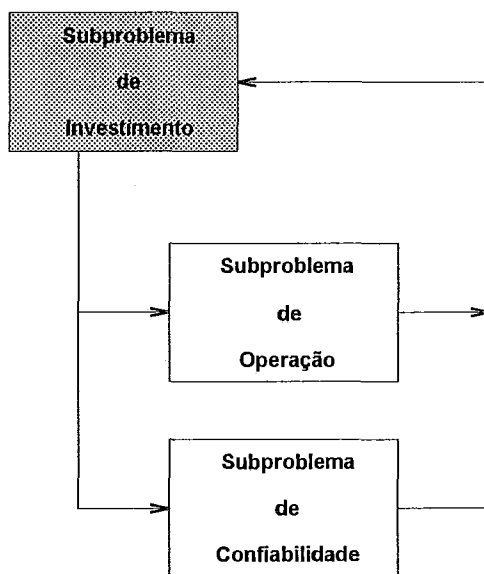


Figura 6.6 - Planejamento de Sistemas Interligados: Estrutura Proposta

Assim, a análise de confiabilidade pode ser feita inicialmente com um modelo de confiabilidade multiárea, visando à expansão a longo prazo do sistema interligado. O dimensionamento a médio prazo pode partir dos resultados da análise de longo prazo e refinar a análise com um modelo de confiabilidade composta linearizado. O planejamento a curto prazo e a priorização de obras podem ser feitos com um modelo de confiabilidade composta não linear, que considera os aspectos de potência reativa e controle de tensão. De forma similar, a análise energética pode ser feita inicialmente com um modelo de simulação a sistema equivalente, adequado ao horizonte de longo prazo, com um modelo de simulação a usinas individualizadas no horizonte de médio prazo e com modelos de simulação detalhados no horizonte de curto prazo.

O resultado desta integração deverá se refletir na cadeia hierárquica de modelos, que passará a apresentar uma nova configuração, ilustrada na Figura 6.7. Nessa nova configuração, a expansão da geração e das interligações passa a ser feita em um único modelo de decisão, o que resolve os conflitos decorrentes da especialização dos critérios e modelos de expansão.

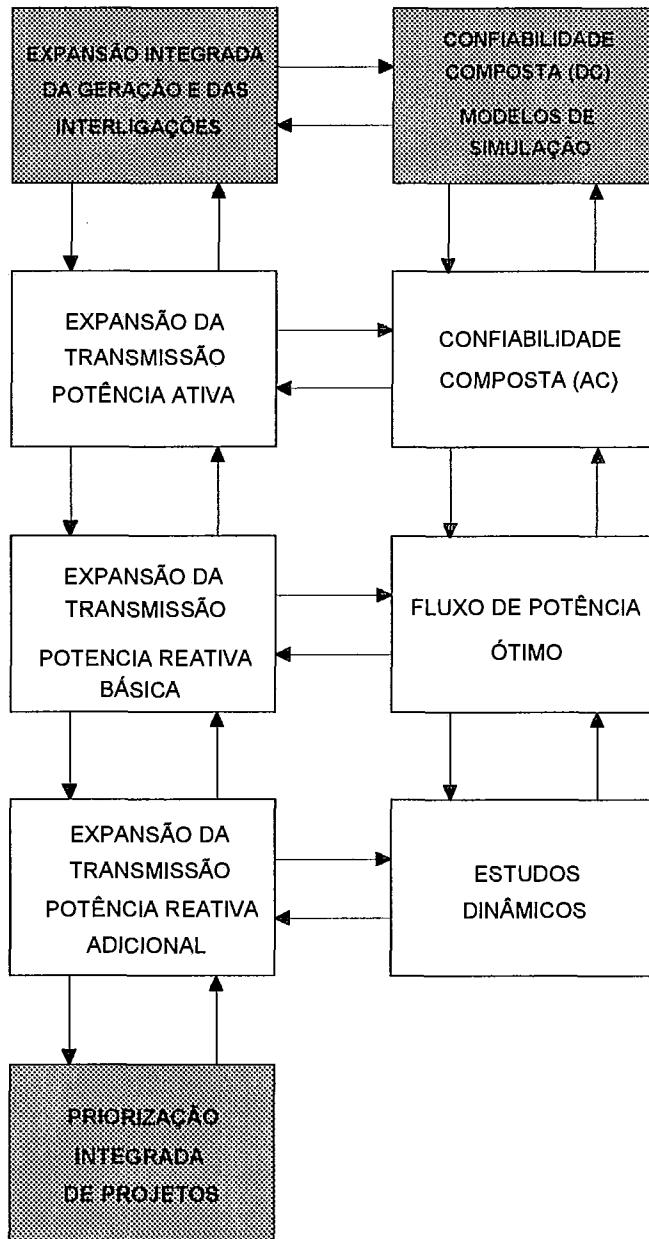


Figura 6.7 - Cadeia Hierárquica de Modelos: Expansão Integrada

A parte de análise correspondente à etapa de geração passa agora a incluir, além dos modelos de simulação tradicionais, um modelo de confiabilidade composta, no lugar do modelo de confiabilidade de geração “pura”, existente na estrutura anterior. Este modelo de confiabilidade deve representar adequadamente os aspectos de potência ativa tanto no sistema de geração quanto no de transmissão, através de um fluxo de potência linearizado. Os modelos de simulação energética devem permitir a representação detalhada do sistema de geração, preferencialmente a nível de usinas individualizadas.



## 6.4 ESTRUTURA COMPUTACIONAL

No item anterior, foi apresentada a estrutura básica do problema de planejamento e a possibilidade de explorar esta estrutura com apoio do método de decomposição de Benders. Conforme discutido, a estrutura do problema descrito permite decompô-lo em dois subproblemas: investimento e operação. O subproblema de investimento tem por objetivo a determinação de propostas de obras, tais como usinas e interligações, bem como as respectivas datas de entrada em operação. Esse subproblema tem como característica principal sua natureza combinatorial. O subproblema de operação tem por objetivo a determinação do valor esperado do custo de operação para cada proposta de investimento. Como destacado anteriormente, esse subproblema compreende aspectos energéticos e aspectos de confiabilidade. A parte energética é estocástica, multiperíodo, não separável e não linear. A parte de confiabilidade é também estocástica e pode ser tratada com uma representação linear do sistema.

A integração entre os subproblemas é feita através de um procedimento iterativo que fornece informações sobre as consequências das decisões de investimento no valor esperado do custo de operação, obtidas da solução do subproblema de operação energética e do valor esperado dos custos de interrupção, obtidos da solução do subproblema de confiabilidade multiárea. Assim, a estrutura do modelo proposto se compõe de quatro módulos, conforme indicado na Figura 6.8. Descrevem-se a seguir, sucintamente, as funções básicas e as relações entre os diversos módulos. Nos capítulos a seguir, são abordados com detalhes os aspectos formais e computacionais dos diversos módulos.

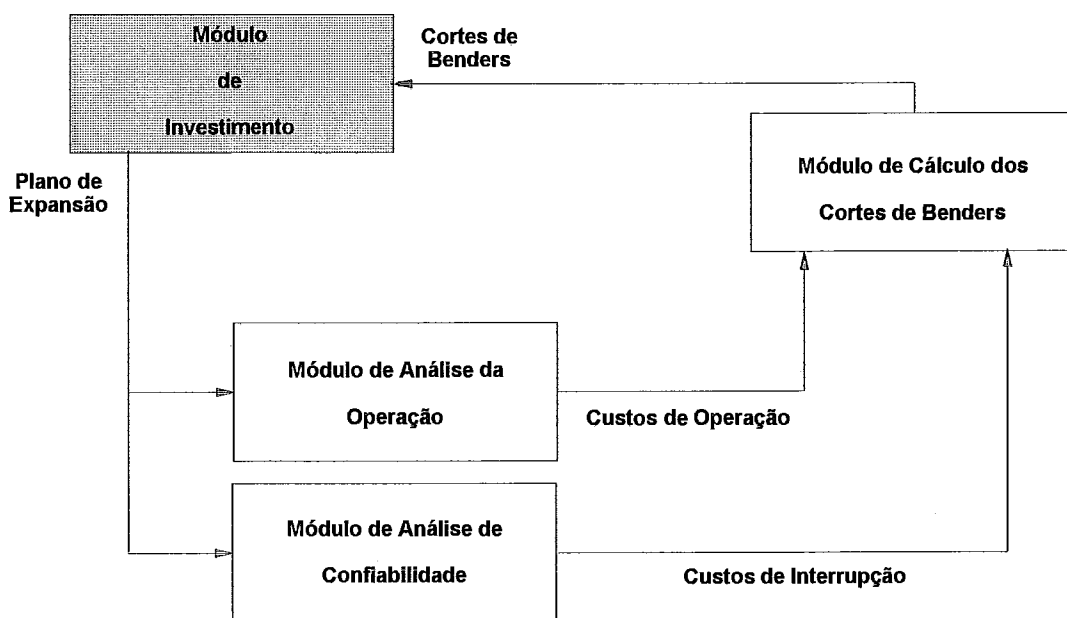


Figura 6.8 - Modelo para Planejamento Integrado

### 6.4.1 Módulo de Investimentos

Este módulo é responsável pela formulação de planos de expansão alternativos e pelo progressivo aperfeiçoamento destes planos, com base em restrições lineares construídas pelo Módulo de Cálculo de Cortes de Benders a partir de informações geradas nos módulos de análise da operação e de análise de confiabilidade.

A solução do subproblema de investimento é feita por um algoritmo de *branch-and-bound* e fornece uma composição tentativa do sistema de geração para o subproblema de operação. Eventualmente, este problema pode ser relaxado, tratando as decisões de investimento de

forma contínua. É possível ainda utilizar uma mistura de variáveis inteiras e contínuas, dependendo do porte do sistema e do estágio de solução do problema. Esta formulação do subproblema de investimento é compatível com os modelos de planejamento já desenvolvidos com base na decomposição de Benders, o que facilita a migração dos modelos existentes para o modelo proposto.

#### 6.4.2 Módulo de Análise da Operação

A partir do plano de expansão fornecido pelo módulo de análise de investimento, o módulo de análise da operação determina a melhor utilização dos recursos hidroelétricos e térmicos do sistema, ao longo do período de planejamento, para um conjunto de sequências hidrológicas. O objetivo, nesta fase, é minimizar os custos operativos das usinas térmicas, sendo o custo do déficit de suprimento energético representado por uma unidade térmica de custo elevado, em cada área.

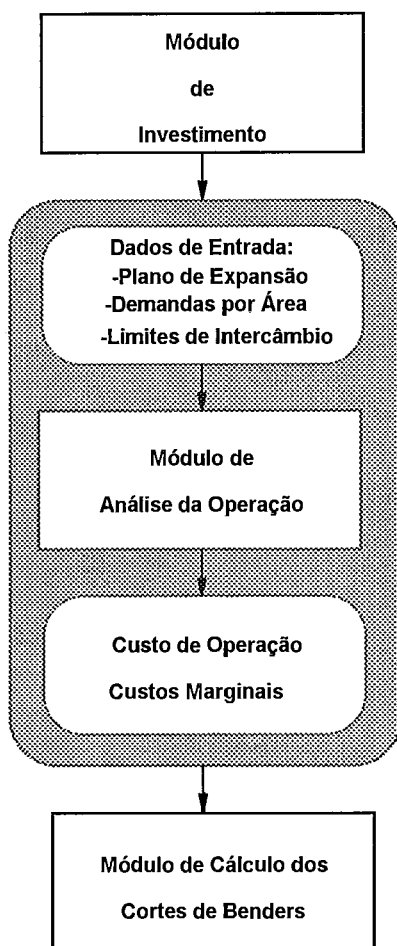


Figura 6.9 - Módulo de Análise da Operação

Os resultados deste módulo são os valores esperados dos custos operativos e dos custos marginais de operação. Os custos marginais de operação são as derivadas do custo de operação em relação a variações nas capacidades de armazenamento dos reservatórios, de turbinamento nas usinas hidráulicas, da capacidade de geração das usinas térmicas e dos limites de intercâmbio entre subsistemas.

O subproblema de operação energética é formulado como um modelo linear de grande porte, multiestágio, cujo objetivo é minimizar o valor esperado do custo de operação, obtido de modo simplificado, através da agregação das usinas de cada região em um reservatório equivalente de energia. O algoritmo de solução para este problema utiliza técnicas de fluxo de custo mínimo em redes capacitadas com ganho.

#### 6.4.3 Módulo de Análise de Confiabilidade

Este módulo tem por função avaliar a confiabilidade multiárea do sistema e calcular os índices de confiabilidade e de sensibilidade a nível de sistema e de área. Os resultados desta avaliação são dados em termos de valores médios dos custos de interrupção e dos índices de sensibilidade, que correspondem ao custos marginais do subproblema de confiabilidade. Os custos marginais representam as derivadas dos custos de racionamentos e de interrupções em relação a variações nas capacidades de turbinamento nas centrais hidrelétricas, da capacidade de usinas térmicas e aos limites de intercâmbio das interligações. O subproblema de análise de confiabilidade é formulado também como um modelo linear de grande porte, um por estágio, estocástico.

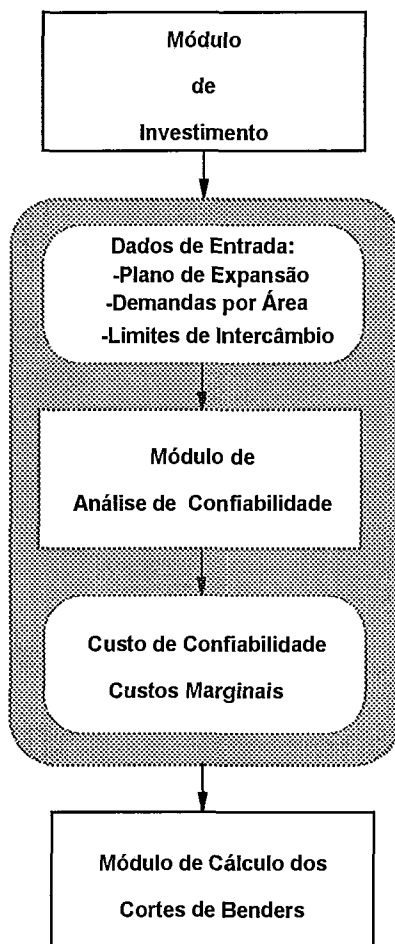


Figura 6.10 - Módulo de Análise de Confiabilidade

## 7. MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO: CONCEITUAÇÃO

No Capítulo 5, focalizou-se a questão do dimensionamento ótimo de uma interligação, como ponto de partida para a discussão dos critérios de planejamento. Amplia-se agora o escopo do problema, no sentido de incorporar a possibilidade de expansão da interligação juntamente com o parque gerador de cada subsistema.

O presente capítulo tem como objetivo estabelecer as bases conceituais do modelo de planejamento integrado proposto no Capítulo 6. A formalização matemática do modelo é apresentada no Capítulo 8, juntamente com a derivação dos cortes de Benders e as técnicas de solução propostas. Nesse sentido, analisa-se inicialmente a estrutura do problema de planejamento, visando identificar os principais componentes do modelo, quais sejam o subproblema de investimento e o subproblema de operação

Concluída a análise dos subproblemas, parte-se para a formulação matemática do modelo completo. A seguir, discute-se a técnica de decomposição de Benders e mostra-se como aplicar a técnica de decomposição ao problema de planejamento.

### 7.1 ANÁLISE DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO

O objetivo do problema de planejamento é determinar uma estratégia para investimento em unidades geradoras e interligações de forma a atender a um duplo requisito: prover capacidade suficiente para atender à demanda de energia elétrica do sistema e otimizar uma função objetivo que representa o interesse da concessionária. A função objetivo pode estar relacionada aos níveis tarifários, aos requisitos de remuneração dos acionistas ou então aos custos de investimento e de operação. No presente trabalho, adota-se como objetivo a minimização dos custos totais. A formulação do problema de planejamento (7.1), apresentada a seguir reflete estas considerações.

$$z = \text{Min} [c(x) + d(y) + p(x, y)] \quad (7.1.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (7.1)$$

$$A(x) \geq b \quad (7.1.b)$$

$$G(x) + H(y) \geq e \quad (7.1.c)$$

$$0 \leq x \leq N \quad (7.1.d)$$

$$0 \leq y \quad (7.1.e)$$

onde:

$x$  vetor de variáveis de investimento (inteiras)

$y$  vetor de variáveis de operação (contínuas)

$b$  vetor de recursos de investimento

$e$  vetor de recursos de operação

$A$  matriz de restrições de investimento

$G, H$  matrizes de restrições de operação

$N$  limite superior das variáveis de investimento

$c(\bullet)$  custos de investimento

$d(\bullet)$  custos de operação

$p(\bullet, \bullet)$  custos de falhas

A função objetivo (7.1.a) visa minimizar a soma dos custos de investimento e de operação, incluindo o termo  $p(x, y)$  que representa uma função penalidade associada às falhas de suprimento. Essa função penalidade é expressa, normalmente em termos de valor esperado do custo da energia não suprida por racionamentos e interrupções. A forma desta função varia de uma empresa para outra. Pode ser linear, não linear, pode depender da falta de capacidade, falta de energia ou de ambas simultaneamente. A notação adotada indica que este termo depende tanto das decisões de investimento  $x$  quanto das decisões operativas  $y$ .

As equações (7.1.b) definem restrições e recursos relacionadas às decisões de investimento  $x$ , tais como: disponibilidade de recursos financeiros, prazos de maturação de projetos, datas limites para início de operação de novos projetos, obrigatoriedade de construção, etc.

As equações (7.1.c) definem restrições e recursos relacionadas às decisões de operação, tais como: restrições de atendimento a demanda, disponibilidade de combustível em centrais termelétricas, balanço de água em usinas hidroelétricas, limites de capacidade de unidades geradoras e interligações, etc. Observa-se a presença da variável de decisão  $x$  nesta restrição.

Como se observa de (7.2), a fixação de  $x$  reduz o problema (7.1) a um problema de operação “puro”, cujo objetivo é a minimização dos custos de operação  $d(y)$  e de falhas de suprimento  $p(x^*, y)$ . Este é um típico problema de cálculo de custo de operação e constitui o subproblema de operação. Por outro lado, a escolha de um plano de investimentos  $x^*$  que atende às restrições (7.1.b) constitui o subproblema de investimento. A solução do problema de expansão é obtida por iterações entre os dois subproblemas, conforme ilustrado na Figura 7.1.

Isso mostra que a técnica de solução deve ser escolhida levando em conta não apenas a natureza de cada subproblema, mas também suas interfaces. O adequado tratamento das interfaces é uma característica importante das técnicas de decomposição e leva às três categorias de modelos discutidas no capítulo anterior: modelos orientados ao investimento, modelos orientados à operação e modelos balanceados sob os dois aspectos. O modelo de planejamento integrado, proposto no capítulo anterior, se enquadra na terceira categoria.

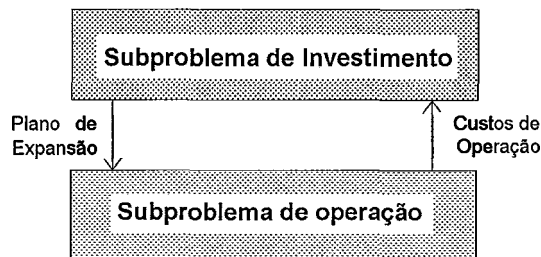


Figura 7.1 - Estrutura do Problema de Planejamento

O problema de expansão (7.1) pode ser visto também como um processo de decisão em dois estágios, como segue:

- no primeiro estágio, seleciona-se um vetor de investimento  $x^*$  viável, ou seja, que atende à restrição (7.1.b);
- no segundo estágio, conhecida a decisão  $x^*$ , toma-se a decisão de operação mais eficiente, que corresponde a resolver o subproblema (7.2):

$$u(x) = \text{Min} [d(y) + p(x^*, y)] \quad (7.2.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (7.2)$$

$$H(y) \geq e - G(x^*) \quad (7.2.b)$$

$$0 \leq y \quad (7.2.c)$$

A Figura 7.2 representa este processo de decisão sequencial, cujo objetivo é minimizar a soma dos custos de investimento e de operação, que inclui o custo de falhas de suprimento.

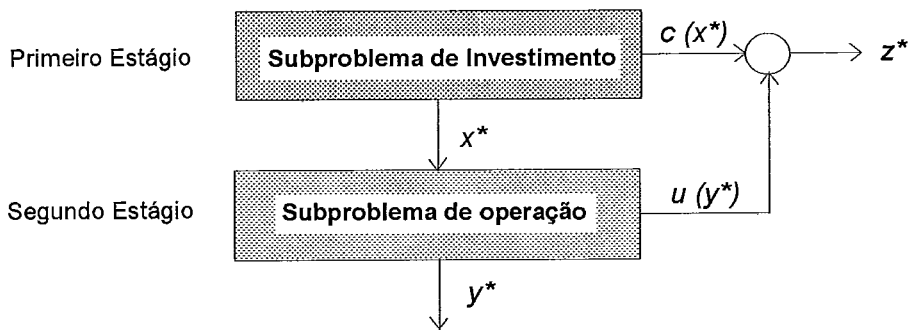


Figura 7.2 - Processo de Decisão em Dois Estágios

Os esquemas de decomposição se baseiam nas seguintes observações:

- o custo de operação  $d(y^*) + p(x, y^*)$ , onde  $y^*$  é a solução de (7.2), pode ser visto como uma função  $u(x)$  da decisão de investimento  $x$ , ou seja:

$$u(x) = \text{Min} [d(y) + p(x, y)] \quad (7.3.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (7.3)$$

$$H(y) \geq e - G(x) \quad (7.3.b)$$

$$0 \leq y \quad (7.3.c)$$

- o problema de planejamento (7.1) pode então ser reescrito em função apenas das variáveis de investimento  $x$ , ou seja:

$$z = \text{Min} [c(x) + u(x)] \quad (7.4.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (7.4)$$

$$A(x) \geq b \quad (7.4.b)$$

$$0 \leq x \leq N \quad (N \text{ inteiro}) \quad (7.4.d)$$

A função  $u(x)$  informa as consequências da decisão  $x$  em termos do custo de operação. Se esta função estivesse disponível, o problema de planejamento poderia ser resolvido sem representar explicitamente o subproblema do segundo estágio. O método de decomposição de Benders, apresentado a seguir, é uma técnica para construir a função  $u(x)$  com a precisão desejada, a partir da solução do subproblema do segundo estágio.

## 7.2 MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS

O algoritmo de Benders é uma solução conveniente para problemas que envolvem processos de decisão sequenciais. As informações sobre as consequências de uma dada decisão  $x$  são obtidas a partir da solução do problema mestre e usadas para determinar uma nova decisão  $x$ . Para simplificar as derivações a seguir, sem perda de generalidade, adotam-se as seguintes hipóteses:

- as funções de custo e as restrições são lineares em  $x$  e  $y$ ;
- o custo de operação  $dy$  engloba os custos de operação e os custos de falhas de suprimento.

Dessa maneira, o problema formulado no item 7.2 pode ser reescrito como segue.

$$\begin{aligned} & \text{Min } [cx + dy] \\ & \text{sujeito a} \end{aligned} \tag{7.5}$$

$$Ax \geq b$$

$$Ex + Fy \geq h$$

$$x \in \{0,1\}^n$$

$$y \geq 0$$

onde  $c \in R^n$ ,  $d \in R^q$ ,  $A$  e  $b$  são matrizes  $m \times n$  e  $m \times 1$  respectivamente,  $E$  e  $F$  são matrizes  $p \times q$  e  $h \in R^p$ . O problema (7.5) é um problema de programação inteira mista. Fixando-se o vetor  $x$  em valores inteiros  $x = x^*$  que satisfaçam às restrições  $Ax \geq b$ , o problema resultante pode ser escrito:

$$\begin{aligned} & \text{Min } dy \\ & \text{sujeito a:} \end{aligned} \tag{7.6}$$

$$Fy \geq h - Ex^*$$

$$y \geq 0$$

Como  $x^*$  é constante, o problema (7.6) é um problema de programação linear. O algoritmo de decomposição de Benders, apresentado a seguir, é adequado a esta classe de problemas. A idéia do método consiste em escolher um vetor de variáveis inteiras  $x^*$  tal que  $Ax^* \geq b$ , resolver o problema linear (7.6) e utilizar informação desta solução para determinar uma nova decisão  $x$ , melhor que a anterior. Em outras palavras, a solução do subproblema (7.6) pode ser considerada como uma *função* de  $x$ , ou seja, define-se a função escalar  $w$  como segue:

$$\begin{aligned} & w(x) = \text{Min } dy \\ & \text{sujeito a:} \end{aligned} \tag{7.7}$$

$$Fy \geq h - Ex$$

$$y \geq 0$$

O problema dual associado ao problema de programação linear (7.7) é dado por:

$$\begin{aligned} & \text{Max } \pi (h - Ex) \\ & \text{sujeito a} \end{aligned} \tag{7.8}$$

$$F\pi \geq d$$

$$\pi \leq 0$$

onde  $\pi$  é o vetor de variáveis duais do problema (7.7).

Seja  $\Pi$  o conjunto de soluções viáveis de (7.7), isto é,  $\Pi = \{\pi \in R^q \mid F\pi \leq d\}$ . Observa-se que o conjunto  $\Pi$  *não depende* de  $x$ . Supõe-se que o problema (7.7) é viável e tem solução ótima finita; portanto, o dual (7.8) também é viável e tem solução ótima finita. Logo, a função objetivo assume o valor máximo em um dos vértices do politopo  $\Pi$  e o problema (7.8) pode ser reescrito como segue:

$$\text{Max } \pi^i (h - Ex) \quad i = 1, \dots, r \tag{7.9}$$

onde  $\pi^i$ ,  $i = 1, \dots, r$  são os pontos extremos do conjunto  $\Pi$

Uma forma equivalente de (7.9) é a seguinte:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } \alpha \\
 & \text{sujeito a} \\
 & \alpha \geq \pi^i (h - Ex) \quad i = 1, \dots, r
 \end{aligned} \tag{7.10}$$

onde  $\alpha$  é uma variável escalar. Pela teoria da dualidade da programação linear, o valor ótimo da função objetivo do primal (7.7) é igual ao valor ótimo da função objetivo do problema dual equivalente (7.10). Portanto, verifica-se a igualdade:

$$\begin{aligned}
 & w(x) = \text{Min } \alpha \\
 & \text{sujeito a} \\
 & \alpha \geq \pi^i (h - Ex) \quad i = 1, \dots, r
 \end{aligned} \tag{7.11}$$

Como se observa em (7.11) o grafo da função  $w(x)$  é um polítopo convexo, isto é, a interseção de um número finito de hiperplanos. Portanto,  $w$  é uma função linear por partes como se mostra na Figura 7.3.

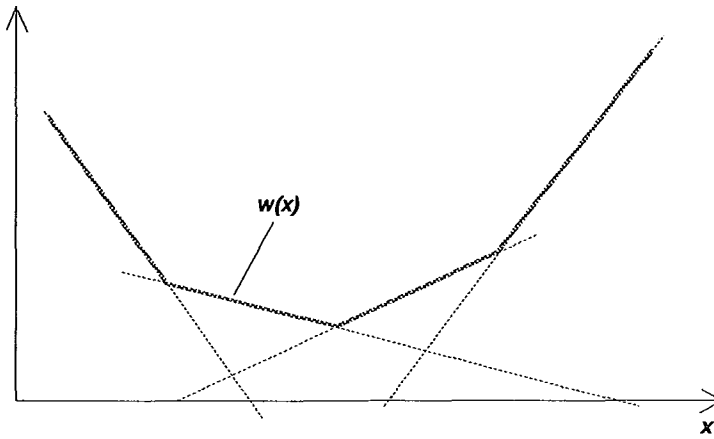


Figura 7.3. Gráfico da função  $w(x)$

Se a função  $w(x)$  fosse conhecida, o problema original (7.5) poderia ser resolvido sem representar explicitamente as variáveis  $y$ , ou seja:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } cx + w(x) \\
 & \text{sujeito a} \\
 & Ax \geq b \\
 & x \in \{0,1\}^n
 \end{aligned} \tag{7.12}$$

ou, na forma equivalente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } cx + \alpha \\
 & \text{sujeito a} \\
 & Ax \geq b \\
 & \alpha \geq \pi^i (h - Ex) \quad i = 1, \dots, r \\
 & x \in \{0,1\}^n \\
 & \alpha \text{ irrestrito}
 \end{aligned} \tag{7.13}$$



Observa-se também que o número de restrições do problema (7.13) pode ser muito grande, dependendo do número de vértices de  $\Pi$ . É possível demonstrar, no entanto, que na solução ótima apenas algumas das restrições estarão ativas, o que sugere o uso de técnicas de relaxação. O algoritmo de decomposição de Benders, resumido no Quadro 7.1 e ilustrado na Figura 7.4, é uma técnica de relaxação que consiste na solução iterativa dos problemas (7.7) e (7.3). A cada iteração, é gerado um dos hiperplanos suportes da função  $w(x)$ .

**QUADRO 7.1 - ALGORITMO DE DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS**

Inicialização:	$k = 0$ $\bar{z} = +\infty$
Resolva o problema mestre:	$z = \text{Min } cx + \alpha$ sujeito a: (7.14) $Ax \geq b$ $\alpha \geq \pi^k (h - Ex) \quad k = 1, \dots, K$ $x \in \{0, 1\}^n \quad \alpha \in R$
Calcule limite inferior da função objetivo:	$\underline{z} = c x_{k+1}^* + \alpha_{k+1}^*$
Incremente contador de iterações:	$k = k + 1$
Resolva o subproblema:	$w(x_k^*) = \text{Min } dy$ sujeito a: (7.15) $Fy \geq h - E x_k^*$ $y \geq 0$
Calcule limite superior da função objetivo:	$\bar{z} = \text{Min } \{\bar{z}, c x_k^* + d y_k^*\}$ (7.16)
1. Teste convergência:	Se $(\bar{z} - \underline{z}) \leq \varepsilon$ então $\bar{z}$ é a solução ótima
2. Gere novo hiperplano suporte:	$w(x) \geq \pi^k (h - Ex)$ (7.17)
Volte para o passo 2	

Para comprovar que  $\underline{z}$  e  $\bar{z}$  são respectivamente o limite inferior e superior da solução ótima do problema original, basta observar que (7.14) é uma relaxação do problema original (7.5). Logo, o valor ótimo da função objetivo  $\underline{z}$  é um limite inferior da solução ótima do problema original. Por outro lado, a cada iteração, o par  $(x_k^*, y_k^*)$  satisfaz à condição:

$$A x_k^* \geq b \quad (7.18)$$

$$E x_k^* + F y_k^* \geq h$$

uma vez que  $x_k^*$  e  $y_k^*$  são soluções dos problemas (7.14) e (7.15), respectivamente. Assim, o par  $(x_k^*, y_k^*)$  é uma solução viável do problema original (7.5) e

$$\bar{z} = c x_k^* + d y_k^* \quad (7.19)$$

é um limite superior para o valor ótimo da função objetivo do problema (7.5).

Este é um aspecto atraente do algoritmo: ele fornece a cada iteração um limite inferior e um limite superior do valor ótimo da função objetivo, que convergem para este valor quando se atinge a otimalidade. Cada limite superior está associado a uma solução viável.

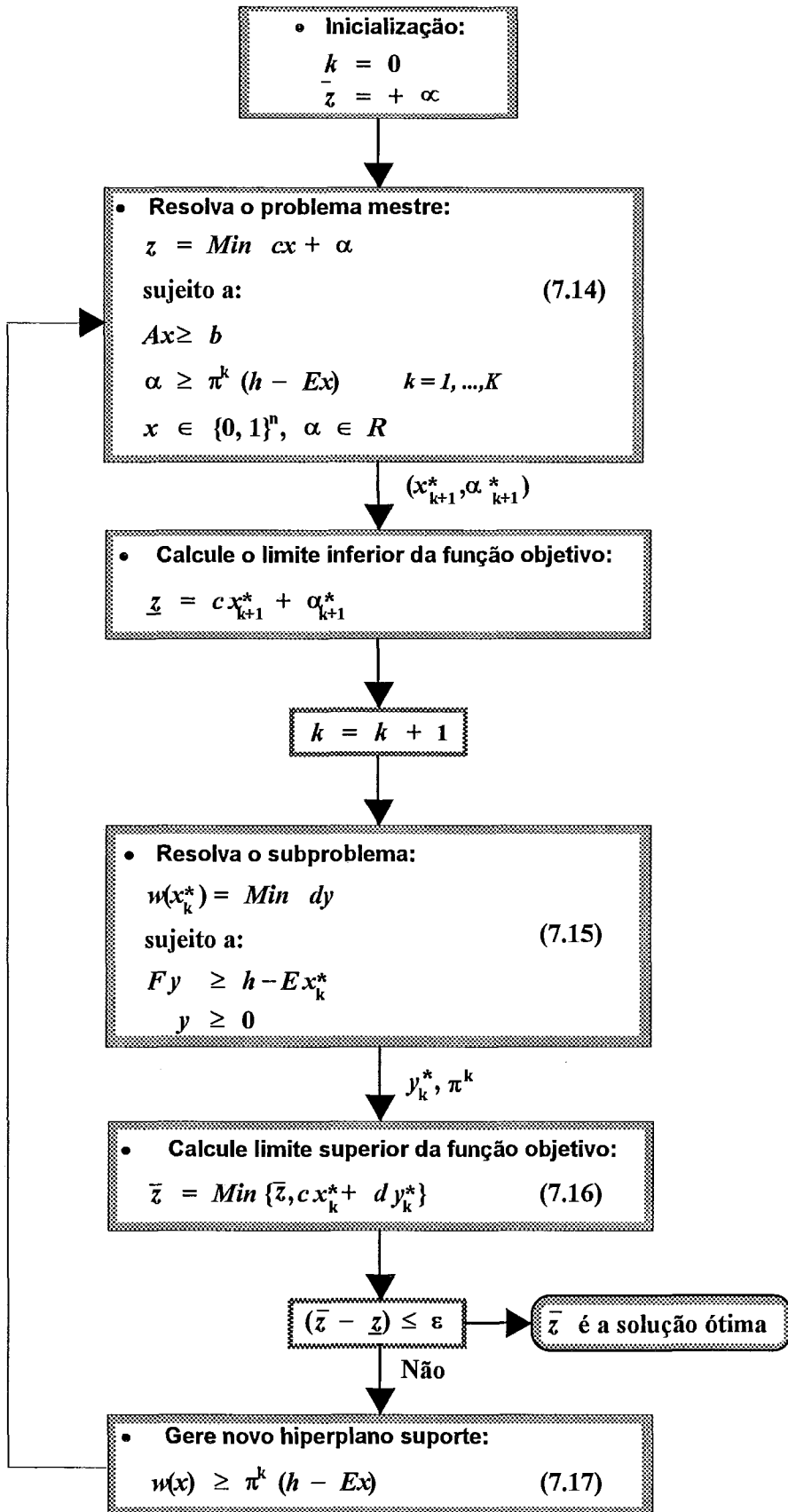


Figura 7.4 - Algoritmo de Decomposição de Benders

Portanto, a melhor dessas soluções viáveis pode ser escolhida como solução do problema quando o algoritmo converge para uma dada tolerância, obtendo-se assim uma solução tão perto da solução ótima quanto for a precisão desejada.

Apresenta-se a seguir uma expressão alternativa para o corte de Benders, expressa em termos da solução do problema (7.15). Observe-se que para uma dada decisão  $x^*$ , obtida quando o subproblema (7.14) é resolvido, tem-se, a partir da igualdade das soluções primal e dual:

$$w(x) = \pi^*(h - Ex^*) \quad (7.20)$$

onde  $\pi^*$  é o vértice de  $\Pi$  no qual o dual de (7.15) atinge seu valor máximo. Desta relação pode-se deduzir o seguinte:

$$\pi^*h = w(x^*) + \pi^*Ex^* \quad (7.21)$$

Assim, o corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^*(h - Ex) \quad (7.22)$$

pode ser escrito de forma equivalente como:

$$\alpha \geq w(x^*) + \pi^*E(x^* - x) \quad (7.23)$$

que é a notação adotada no presente trabalho. A expressão (7.23) pode ser derivada de forma alternativa, a partir da seguinte observação. Para isso, considere a função:

$$H(x) = h - Ex \quad (7.24)$$

que define o lado direito das restrições do problema (7.13). Se  $\pi^*$  é o vetor de variáveis duais associado à solução ótima deste problema, sabe-se então que:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} = \pi^* \quad (7.25)$$

Usando-se a regra da cadeia, pode-se deduzir a derivada de  $w(x)$  com respeito a  $x$ :

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} = \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \left. \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} = -\pi^*E \quad (7.26)$$

Como se vê na Figura 7.3, a função  $w(x)$  é uma função linear por partes. Um subgradiente no ponto  $x = x^*$  é  $-\pi^*E$ , uma vez que satisfaz à seguinte relação:

$$w(x) \geq w(x^*) + (-\pi^*E)(x^* - x) \quad (7.27)$$

ou, denotando  $\alpha = w(x)$ :

$$\alpha \geq w(x^*) + \pi^*E(x^* - x) \quad (7.28)$$

Observa-se que (7.28) é a mesma expressão (7.23) anteriormente obtida para o corte de Benders. É interessante observar que o método de Benders pode ser aplicado a problemas mais gerais. Pode ser usado, por exemplo, para resolver qualquer problema de programação convexa, no qual as variáveis podem ser decompostas em dois subconjuntos, de tal forma que, uma vez fixados os valores das variáveis em um dos subconjuntos, o problema resultante tem uma estrutura particular que permite uma solução mais simples.

### 7.3 EXTENSÃO PARA PROBLEMAS ESTOCÁSTICOS

O algoritmo de Benders é também capaz de tratar problemas estocásticos, nos quais a solução do subproblema (7.5) depende da realização de variáveis aleatórias. Estes problemas podem ser formulados da seguinte maneira:

$$z = \text{Min } cx + p_1 d_1 y_1 + p_2 d_2 y_2 + \dots + p_n d_n y_n$$

sujeito a: (7.29)

$$Ax \geq b$$

$$E_1 x + F_1 y_1 \geq h_1$$

$$E_2 x + F_2 y_2 \geq h_2$$

$$E_3 x + F_3 y_3 \geq h_3$$

.....

$$E_n x + F_n y_n \geq h_n$$

$x$  inteiro;  $y_1 \geq 0$ ;  $y_2 \geq 0$ ; ...  $y_n \geq 0$

onde  $(E, F, h, d)$  são variáveis aleatórias discretas e  $p_j$  é a probabilidade associada ao evento  $(E_j, F_j, h_j, d_j)$  para  $j = 1, \dots, n$ .

Neste caso, o problema se decompõe em um problema principal e em  $n$  subproblemas. Dada uma solução para o problema principal  $x^k$ , cada subproblema  $j$  consiste em determinar:

$$w_j(x^k) = \text{Min } d_j y_j$$

sujeito a: (7.30)

$$F_j y_j \geq h_j - E_j x^k$$

$$y_j \geq 0$$

Existem duas opções para tratar problemas estocásticos. A primeira consiste em construir um único corte de Benders a partir dos valores esperados dos multiplicadores duais e dos valores das funções objetivo de cada subproblema. Neste caso, o problema principal na  $k$ -ésima iteração é:

$$z = \text{Min } cx + \bar{\alpha}$$

sujeito a: (7.31)

$$Ax \geq b$$

$$\bar{\alpha} \geq \bar{w}(x^k) + \left( \sum_{j=1}^n p_j \pi_j^k E_j \right) (x^k - x) \quad k = 1, \dots, K$$

onde:

$\bar{\alpha}$  valor esperado do custo de operação

$$\bar{w}(x^k) = \sum_{j=1}^n p_j w_j(x_k)$$

Uma forma alternativa para representar as restrições de operação consiste em acrescentar  $n$  cortes a cada iteração, um para cada subproblema, e incorporar à função objetivo  $n$  variáveis  $\alpha_j$ , representando aproximações lineares do custo de operação para cada cenário possível. Assim, o problema principal na  $k$ -ésima iteração resulta:

$$z = \text{Min } cx + \sum_{j=1}^n p_j \alpha_j$$

sujeito a:

(7.32)

$$Ax \geq b$$

$$\alpha_j \geq w_j(x^k) + \pi_j^k E_j(x^k - x) \quad j = 1, \dots, n \quad k = 1, \dots, K$$

No desenvolvimento do modelo de planejamento integrado, foi escolhida a formulação (7.31), ou seja, a construção de um corte médio por iteração. O problema de planejamento da expansão tem como objetivo, nesse caso, a determinação de um plano de obras que minimiza a soma dos custos de investimento com o valor esperado do custo de operação. O esquema de decomposição correspondente é apresentado na Figura 7.5.

É interessante observar que esta formulação se aplica tanto ao subproblema de operação energética quanto no de análise de confiabilidade. A diferença entre os dois casos consiste apenas na definição dos cenários, que, no caso da confiabilidade, visam representar não só diferentes condições hidrológicas, mas também vários níveis de carga e distintas combinações de componentes falhados e operativos.

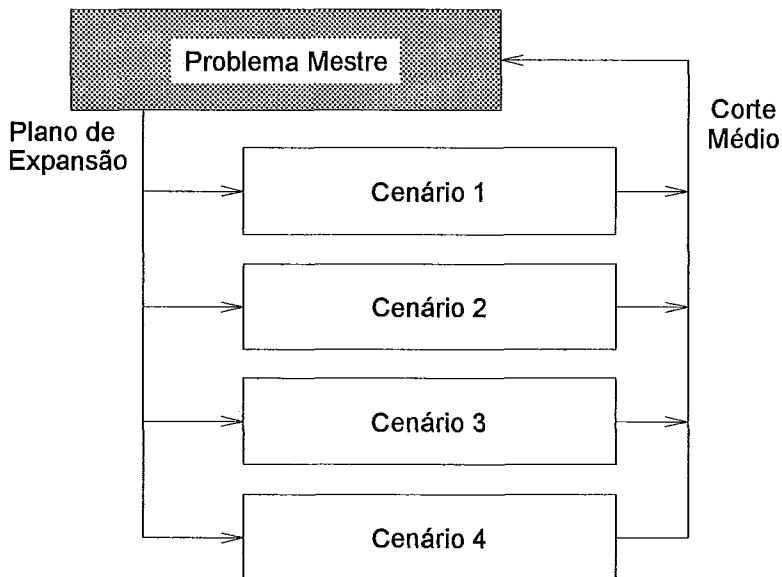


Figura 7.5 - Esquema de Decomposição para Formulação Probabilística

## 7.4 ANÁLISE DO SUBPROBLEMA DE INVESTIMENTO

O subproblema de investimento objetiva definir um plano de expansão viável, ou seja, um vetor  $x$  que atende ao problema de programação inteira-mista (7.14), aqui repetido para facilidade de referência. Os componentes de  $x$  são variáveis inteiras binárias  $x_{it}$ , cada uma das quais corresponde à construção de um projeto de investimento (indexado por  $i$ ) num determinado ano dentro do horizonte de planejamento (indexado por  $t$ ). A função objetivo é linear em  $x$  e contém um termo  $\alpha$  que representa o custo estimado pelo subproblema de operação. As restrições  $Ax \geq b$  definem datas de entrada em operação, integralidade e unicidade dos projetos de investimento, bem como restrições de recursos para investimento.

$$z = \text{Min } cx + \alpha$$

sujeito a:

(7.14)

$$Ax \geq b$$

$$\alpha \geq \pi^k (h - Ex) \quad k = 1, \dots, K$$

$$x \in \{0, 1\}^n \quad \alpha \in \mathbb{R}$$

A solução deste subproblema responde às seguintes questões:

- o que construir ? (conjunto de projetos que compõem o plano)
- quando construir ? (data de entrada em operação de cada projeto)
- onde construir ? (localização espacial dos projetos)

Observe que o subproblema de investimento “puro” trata apenas da alocação do capital no domínio do tempo. A localização espacial dos projetos depende das informações fornecidas pelo subproblema de operação, na forma de restrições adicionais (cortes de Benders). No que segue, detalham-se os componentes do subproblema de investimento.

### 7.4.1 Caracterização dos Projetos de Investimento

Os elementos básicos dos planos de expansão são os projetos de investimento. Um projeto de investimento pode ser visto como um “pacote” de obras de geração e de transmissão, ou seja, um conjunto de obras integradas num projeto técnico (ou de financiamento) comum e com a mesma data de entrada em operação. Os diversos tipos de componentes dos projetos de investimento considerados no modelo de planejamento integrado são ilustrados na Figura 7.6.

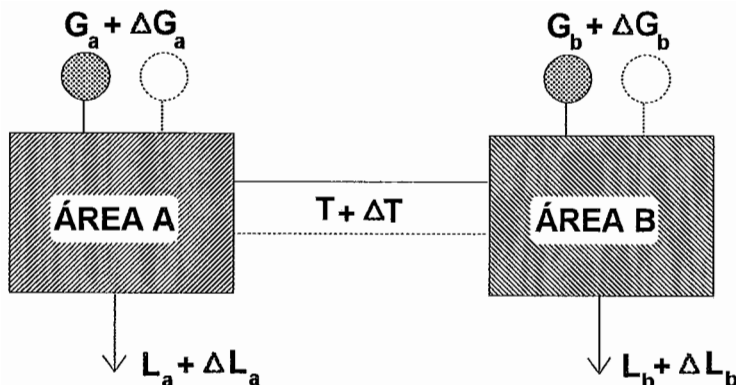


Figura 7.6 - Variáveis de Decisão para o Subproblema de Investimento

O sistema existente é composto por usinas hidro e termoelétricas em cada área e por interligações entre as áreas. Os projetos de investimento correspondem a novas usinas e reforços de interligações, isoladamente ou em conjuntos coerentes.

Uma característica importante dos projetos de investimento em energia elétrica é a sua lenta maturação. A aplicação do capital, em especial no componente geração, é feita vários anos antes de ter início a receita da venda de energia. Uma usina hidroelétrica leva tipicamente de 5 a 8 anos para ser construída, exigindo ainda investimentos antecipados, antes do início da construção, em estudos de inventários, de viabilidade técnico econômica do projeto, projeto básico e projeto executivo da usina. Estes fatores levam a custos financeiros adicionais, juros do capital não remunerado, denominados juros durante a construção (JDC) que, dependendo do tipo e do porte da usina, podem variar de 15% a 45% do custo total.

Os desembolsos anuais de capital ao longo da construção de uma usina são normalmente representados por cronogramas de desembolso. Valores típicos, para usinas hidroelétricas de aproximadamente 1000 MW, usinas termoelétricas a carvão de aproximadamente 350 MW e nucleares de 1200 MW são apresentadas no Quadro 7.2, em porcentagem do desembolso total da usina, considerando uma taxa de atualização de 10% a.a..

**QUADRO 7.2 - CRONOGRAMAS DE DESEMBOLSO TÍPICOS (% DO CUSTO TOTAL)**

Tipo de Usina	ANOS ANTES DA DATA DE ENTRADA EM OPERAÇÃO DA USINA (X)										JDC (%)
	X - 8	X - 7	X - 6	X - 5	X - 4	X - 3	X - 2	X - 1	X - 0	X + 1	
Hidro	-	-	2	7	17	21	21	20	9	3	27
Carvão	-	-	0,5	4	23	46	21	5	0,5	-	34
Nuclear	5	7	8	14	20	20	14	8	4	-	47

Em contrapartida ao alto custo e à antecipação de investimentos, as obras de geração tem uma vida útil econômica longa, atingindo 50 anos para usinas hidrelétricas e cerca de 30 anos para usinas termoelétricas. Isso significa que a recuperação do capital investido ocorre lentamente, o que torna a rentabilidade destes projetos bastante sensível à questão das incertezas.

O conjunto de projetos passíveis de consideração deve ser definido *a priori* pelo planejador, com base nos estudos de dimensionamento de usinas e de linhas de transmissão. No caso de centrais hidrelétricas, a definição do projeto requer períodos de estudo longos e custos elevados. Assim, um procedimento comum nas empresas é selecionar os projetos mais promissores do plano de expansão para estudos mais aprofundados. Cria-se assim um processo iterativo entre o planejamento do sistema e o dimensionamento dos projetos. Deste fato decorrem duas implicações importantes para a formulação de planos de expansão: distintos prazos de maturação dos projetos e participação, no plano, de projetos com diferentes níveis de precisão no que tange aos custos de investimento.

A data de entrada em operação de um projeto é determinada basicamente por três fatores, isolada ou conjuntamente: atendimento de novos consumidores (obrigação de servir), violação de critérios de confiabilidade e viabilidade econômica do projeto. O atendimento de novos consumidores é obrigação legal das concessionárias no regime de monopólio. A violação de critérios de confiabilidade define a necessidade de reforços visando manter a qualidade de suprimento, seja pelo aumento da demanda vegetativa, seja pela ligação de novos consumidores. A viabilidade econômica do projeto ocorre quando o valor atualizado dos benefícios iguala o valor atualizado dos custos, como pode ser visualizado na Figura 7.7, que ilustra o ciclo de vida de um projeto hipotético. O modelo de investimentos adotado no modelo de planejamento integrado leva em conta os três aspectos citados.

A data de entrada em operação de um projeto de investimento deve pertencer a um conjunto de datas viáveis, cujo limite inferior é o ano de início e o superior é o ano horizonte do estudo de planejamento. Outros limites podem ser estipulados pelo planejador, em função de prazos de construção e de outras restrições quanto à programação do projeto. Estes limites são designados “túneis” e servem para fixar a data mais cedo e a data mais tarde em que um projeto pode ser adicionado ao sistema. Os túneis constituem também um importante recurso para reduzir o esforço computacional na solução do subproblema de investimento, normalmente um problema de programação inteira ou inteira mista de grande porte.

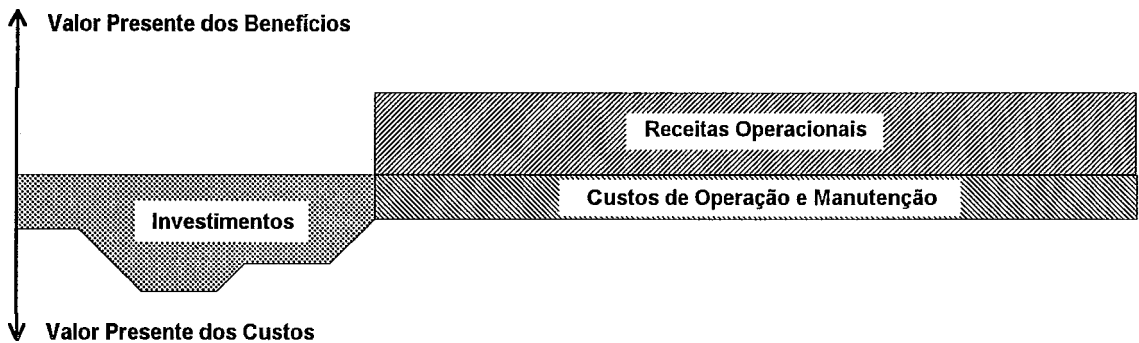


Figura 7.7 - Ciclo de Vida de um Projeto

#### 7.4.2 Avaliação dos Projetos de Investimento

A avaliação econômica é uma das etapas preparatórias do processo de tomada de decisão, e tem como objetivo quantificar o desempenho econômico de projetos de investimento. Existem diversas maneiras de se realizar a avaliação econômica, mas praticamente todas as metodologias propostas na literatura visam agregar os custos e benefícios dos projetos em índices de mérito econômico. Estes índices podem ser escalares, na análise monocritério, ou vetoriais, na análise multicritério.

O primeiro passo, na avaliação econômica, consiste em construir um modelo econômico do projeto de investimento. Este modelo é constituído por um fluxo de caixa de custos, um fluxo de caixa de benefícios e uma data de entrada em operação do projeto. A construção do fluxo de caixa de custos é geralmente mais simples que a do fluxo de benefícios, no caso de investimentos no setor de energia elétrica, pelos seguintes motivos:

- os prazos de maturação, durante os quais se dá a aplicação do capital, são muito menores que a vida útil dos projetos, ao longo da qual se recupera o capital investido;
- em geral, os custos dos projetos são independentes;
- normalmente, os benefícios dos projetos são interdependentes; esta interdependência é vista e representada no subproblema de operação.

A técnica de receitas necessárias (revenue requirements) é o método tradicionalmente usado na avaliação econômica de projetos de investimento no setor de energia elétrica. Este método se baseia nas receitas necessárias para cobrir os principais componentes do custo dos projetos, que no caso sistemas de geração interligados são os seguintes:

- investimento em geração: representa o capital empregado na construção da usina;
- investimento em transmissão: representa o capital empregado nas interligações e na integração das usinas aos sistemas de transmissão regionais;



- juros durante a construção: representa o custo de oportunidade do capital investido no projeto; é função do cronograma de desembolsos e da taxa de desconto adotada (JDC);
- operação e manutenção (O&M): representam os custos fixos de exploração do projeto, incluindo mão de obra e despesas de manutenção;
- custos de combustíveis: representam as despesas variáveis com a produção das usinas e constitui a parcela de custo variável mais importante no caso de centrais termoelétricas; no caso de usinas hidro, podem ser usados para representar o pagamento de direitos de uso da água (royalties).

Normalmente, considera-se o valor dos investimentos em cada projeto já com JDC, ou seja, concentrados na data de entrada em operação do projeto, com base na curva de desembolso do mesmo. Para levar em conta diferentes vidas úteis de projetos, transforma-se o investimento do projeto em um investimento com reposição ao fim da vida útil, através do cálculo de uma série infinita de anuidades constantes, calculadas pelo fator de recuperação de capital, considerando um período de tempo igual à vida útil do projeto.

O fluxo de benefícios dos projetos, no caso das fontes de geração, reflete a capacidade de produção de energia, que é uma variável aleatória, em função de incertezas nas afluições e de indisponibilidade dos equipamentos de geração e das interligações. Em sistemas hidro-térmicos, é função também da regra de operação econômica do sistema. No caso multiárea, depende também dos limites de intercâmbio e do modo operativo adotado. O benefício das interligações é a redução dos custos de produção e das falhas de suprimento, por racionamento ou interrupção. Os benefícios são representados por fluxos de caixa ao longo da vida útil do projeto. Para evitar distorções na análise econômica, devido ao truncamento dos fluxos de caixa no horizonte de planejamento, os benefícios devem também ser anualizados através do fator de recuperação do capital, levando em conta a vida útil do projeto.

Uma vez construídos os fluxos de custos e benefícios, o próximo passo da avaliação econômica consiste em selecionar e aplicar um critério de avaliação econômica. Estes critérios procuram agregar os fluxos de benefícios e custos num índice de mérito quantitativo. Os critérios usualmente empregados são a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL) e o tempo de retorno do capital (payback period). No caso do setor elétrico, recomenda-se calcular o VPL do fluxo de caixa das alternativas, em relação a uma data de referência.

O valor presente líquido das alternativas de expansão é influenciado diretamente pela taxa de desconto utilizada no cálculo dos juros durante a construção e no cálculo do fator de recuperação do capital, que atualiza custos e benefícios. Assim, taxas de desconto mais baixas estimulam projetos com custo de capital elevados e baixo custo de operação (hidroelétricas, e.g.), enquanto que taxas mais elevadas favorecem projetos com menores investimentos, porém com custos de operação elevados (termoelétricas, e.g.). Conceitualmente, a taxa de descontos deve refletir o custo de oportunidade do capital para a economia do país. No caso de concessionárias estatais, advoga-se o uso da assim chamada taxa de desconto social, que pode ser diferente do custo de oportunidade definido pelo mercado de capitais, que define a atratividade dos projetos sob a ótica privada.

Para selecionar valores adequados da taxa de desconto a utilizar na análise de investimentos, deve-se definir corretamente os conceitos de taxa de desconto e de taxa de juros. A taxa de desconto representa a preferência temporal no uso do dinheiro, ou seja, serve para comparar benefícios e custos ocorridos em diferentes datas e pode ser determinada a partir das estratégias de desenvolvimento econômico do país, no caso estatal, ou pela fixação de taxas de retorno para o capital próprio da empresa, no caso privado.. A taxa de juros representa o custo médio de captação de recursos e normalmente incorpora um prazo de carência compatível com o prazo de maturação dos projetos de investimento sob consideração.

### 7.4.3 Seleção dos Projetos de Investimento

Uma vez calculados os índices de mérito das alternativas de investimento, o próximo passo é a seleção da alternativa a ser implantada, ou seja, a tomada de decisão propriamente dita. Para isso, é necessário organizar as informações sobre cada projeto, levando em conta o grau de conhecimento do decisor em relação à evolução futura dos fatores que condicionam a atratividade econômica dos projetos.

Cada hipótese de evolução dos fatores constitui um “futuro”. Um requisito comum aos diversos critérios de decisão é a necessidade de se estabelecer um plano de expansão para cada futuro possível. A combinação de um futuro com um plano de expansão constitui um cenário.

O Quadro 7.3 ilustra um problema de planejamento hipotético, no qual se consideram nove cenários, construídos a partir de três futuros e três alternativas de expansão ( $A_i$ ,  $i = 1, 3$ ). A cada futuro  $j$  pode ser atribuída uma probabilidade  $P_j$ ,  $j = 1, 3$ . Para cada par (alternativa  $A_i$ , futuro  $F_j$ ), existe um custo associado  $C_{ij} \geq 0$ , obtido pela análise da alternativa  $i$  sob o futuro  $j$ . Nessas condições, o problema de planejamento pode ser formulado e resolvido sob três enfoques distintos: determinístico, estocástico e sob incerteza.

O problema de decisão é dito determinístico se existe um futuro conhecido ( $F_1$ , por ex.) e portanto com probabilidade  $P_1 = 1$ . Neste caso, a regra de decisão usual é escolher a alternativa de menor custo atualizado, ou seja:

$$\text{Min}_i C_{ij} = \text{Min}_i C_{i1}$$

O problema de decisão é dito estocástico se existirem diversos futuros  $F_j$ , cujas probabilidades  $P_j$  são conhecidas e atendem ao requisito:

$$\sum_{j=1}^n P_j = 1$$

Neste caso, a regra de decisão consiste em escolher a alternativa  $i$  que minimiza o valor esperado dos custos de expansão, considerando as probabilidades de ocorrência dos vários futuros. Neste caso, tem-se:

$$\text{Min}_i E_j\{C_{ij}\} = \text{Min}_i \sum_{j=1}^n P_j C_{ij}$$

**QUADRO 7.3 - ESTRUTURA DOS PROBLEMAS DE DECISÃO**

Alternativas de Expansão (i)	Futuros Possíveis (j)		
	Futuro 1	Futuro 2	Futuro 3
	Probabilidade $P_1$	Probabilidade $P_2$	Probabilidade $P_3$
Alternativa 1	$C_{11}$	$C_{12}$	$C_{13}$
Alternativa 2	$C_{21}$	$C_{22}$	$C_{23}$
Alternativa 3	$C_{31}$	$C_{32}$	$C_{33}$

O problema de decisão é dito sob incerteza se os futuros possíveis são conhecidos, mas suas probabilidades não. Neste caso, existem diversos critérios de decisão possíveis, dos quais a minimização do máximo arrependimento tem sido o mais usado no planejamento de sistemas elétricos. Para aplicar este critério, é necessário calcular os arrependimentos  $A_{ij}$ , como segue:

$$A_{ij} = C_{ij} - \text{Min}_j (C_{ij})$$

Como resultado, tem-se a matriz de arrependimentos, indicada no Quadro 7.4. A regra de decisão consiste em selecionar a alternativa que minimiza o máximo arrependimento, ou seja:

$$\text{Min } [\text{Max } (A_{ij})]$$

QUADRO 7.4 - MATRIZ DE ARREPENDIMENTOS

Alternativas de Expansão (i)	Futuros Possíveis (j)		
	Futuro 1	Futuro 2	Futuro 3
Alternativa 1	$A_{11} = 0$	$A_{12}$	$A_{13}$
Alternativa 2	$A_{21}$	$A_{22} = 0$	$A_{23}$
Alternativa 3	$A_{31}$	$A_{32}$	$A_{33} = 0$

#### 7.4.4 Hierarquia nas Decisões de Investimento

Como mostrado na seção anterior, o subproblema de investimento pode ser formulado de diversas maneiras, dependendo da forma de representar os fatores de incerteza que condicionam o processo de tomada de decisão. Essa diferenciação pode ser visualizada, colocando-se o problema de investimento no contexto da teoria da decisão. Cabe agora analisar as incertezas e mostrar que o subproblema de investimento pode também ser conceituado numa estrutura hierárquica, descrita a seguir.

Na formulação do problema de expansão (7.1), foi considerado, por hipótese, que os parâmetros básicos dos vetores de custos  $c$  e  $d$ ; das matrizes  $A$ ,  $G$  e  $H$ ; bem como os vetores de recursos  $b$  e  $e$ , são conhecidos com exatidão. Na realidade, a previsão destes parâmetros é complexa e sujeita a incertezas.

As incertezas associadas ao subproblema de operação estão ligadas à hidrologia, a falhas de equipamentos e ao mercado de curto prazo e comportam uma representação probabilística, na maior parte dos casos. As incertezas relevantes no subproblema de investimento dizem respeito ao mercado de longo prazo, aos custos de combustíveis e às restrições financeiras, que são tratadas de forma determinística na maioria dos estudos de planejamento. O tratamento destas incertezas é uma tarefa complexa, seja por não se dispor de registros históricos confiáveis, seja porque não caracterizam fenômenos estacionários.

A evolução da metodologia de planejamento tem sido motivada, em grande parte, pela necessidade de incorporar o tratamento de incertezas nos modelos de planejamento. Assim, nos anos 70, foi iniciado o processo de substituição dos conceitos determinísticos de Energia Firme e de Período Crítico pelos critérios probabilísticos de Energia Garantida e Probabilidade de Déficit, que passaram a integrar o processo de planejamento nos anos 80. Na década de 90, foi iniciada a formulação de metodologias e critérios de planejamento visando incorporar incertezas não probabilizáveis, através do critério de mínimo arrependimento.

A idéia principal da metodologia de planejamento sob incertezas consiste em definir, não mais um plano de expansão, pré-fixado e independente dos futuros alternativos, mas sim uma estratégia para expansão do sistema, que considera um conjunto de projetos e uma política de expansão, ou seja, uma regra que condiciona a próxima obra ao futuro superveniente, adiando a decisão de construção até que a tendência definidora do futuro emergente se confirme. Mesmo nesta nova metodologia, a seleção da alternativa de expansão ótima para cada futuro visualizado continua sendo um elemento essencial do processo de solução.

A solução proposta no presente trabalho representa uma etapa intermediária na evolução do processo de planejamento, conforme esquematizado na Figura 7.8, que mostra os níveis hierárquicos na análise de investimentos para planejamento da expansão.

- No primeiro nível, o objetivo é assegurar a viabilidade econômica dos projetos de investimento, a qual ocorre no ponto do eixo do tempo em que os benefícios e os custos se igualam.
- O segundo nível corresponde à formulação de planos de expansão, cujo foco é a otimalidade do plano, definida ao longo do segmento temporal correspondente a um determinado futuro.
- O terceiro nível incorpora aspectos de incerteza, enfatizando a flexibilidade da estratégia de expansão, determinada com base em uma árvore de futuros alternativos.

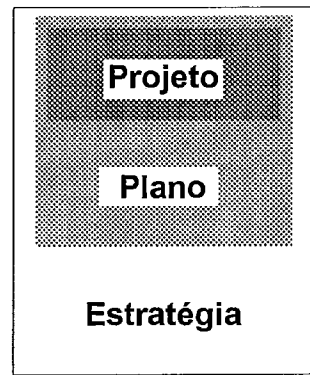


Figura 7.8 - Níveis Hierárquicos no Subproblema de Investimento

O subproblema de investimento corresponde, no modelo proposto, ao segundo nível hierárquico, ou seja, visa estabelecer um plano de expansão ótimo a partir de um elenco de projetos de investimento, considerando um futuro conhecido no subproblema de investimento e futuros alternativos, em termos probabilísticos, nos subproblemas de operação.

#### 7.4.5 Representação das Restrições Financeiras

A escassez de capitais para investimentos no setor de energia elétrica pode fazer com que um plano de expansão ótimo sob o critério de mínimo custo atualizado de construção e de operação resulte inviável em termos financeiros, ou seja, o cronograma de desembolsos associado ao plano de expansão pode exceder dos recursos disponíveis em um determinado período de tempo. Este problema se agravou nos últimos anos, em função da deterioração financeira das empresas de energia elétrica, associada às dificuldades econômicas do país.

A inviabilidade financeira de um plano tem como resultado uma postergação de projetos de investimento, o que não é grave se a restrição for temporária, mas pode levar a uma completa desfiguração do plano de expansão, no caso de adiamentos sucessivos decorrentes da permanência das restrições financeiras por longos períodos. Distinguem-se, assim, restrições ditas conjunturais, imprevisíveis e de curta duração, de restrições designadas estruturais, de longa duração, porém passíveis de previsão com alguns anos de antecedência.

As restrições conjunturais podem ser adequadamente tratadas com medidas tais como priorização de obras e relaxação de critérios. As restrições estruturais devem ser consideradas no processo de planejamento da expansão, uma vez que projetos de investimentos ótimos do ponto de vista econômico (economia de escala) podem apresentar cronogramas de desembolsos incompatíveis com a disponibilidade de recursos para investimento. Nesse caso, projetos menos atrativos do ponto de vista econômico podem ser incorporados ao plano, desde que apresentem perfis de desembolso compatíveis com a oferta de capital para investimento.

A modelagem das restrições financeiras pode ser feita sob duas formas distintas: tetos de investimento e análise financeira endógena. O teto de investimentos considera somente a disponibilidade máxima de recursos para investimento em cada período e envolve uma análise financeira exógena ao processo de decisão de investimento. O efeito do teto de investimentos pode ser visualizado na Figura 7.9, que mostra os desembolsos anuais de dois planos de expansão: o primeiro não considera restrições financeiras e o segundo leva em conta tetos de investimento anuais, pré-estabelecidos externamente. O teto de investimento “represa” os desembolsos necessários nos anos 2 e 3, levando a um aumento do desembolso no ano 4.

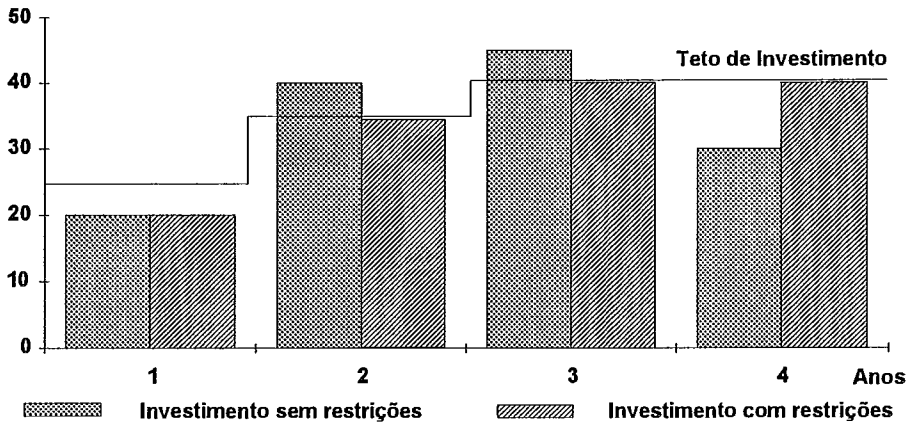


Figura 7.9 - Efeito do Teto de Investimentos

A análise financeira endógena procura representar o processo de formação de capital para investimento, buscando atender às necessidades de recursos para investimento com a geração de recursos tarifários e com novos empréstimos, considerando o pagamento de empréstimos anteriores. Este é um problema bastante sofisticado e sua representação nos modelos de planejamento tem sido feita de forma simplificada, na forma de um instrumento auxiliar para definir as restrições de investimento, conforme descrito a seguir. No modelo simplificado, a soma das receitas resultantes da venda de energia com empréstimos “normais” e empréstimos de “emergência” deve igualar ou exceder a soma dos requisitos de investimento com os custos operativos médios: ou seja:

$$T_t D_t + S_t^n + S_t^e \geq \sum_{j=1}^{NP} CI_j \left( \sum_{\tau=1}^t x_{jt} \xi_{j(t-\tau+1)} \right) + E\{CO_t\}, \text{ para } t = 1, \dots, T \quad (7.33)$$

onde:

$t$  etapa do período de planejamento

$T$  horizonte de planejamento (anos)

$j$  índice de projeto de investimento

$NP$  número de projetos de investimento

$T_t$  tarifa unitária para a etapa  $t$

$D_t$  demanda de energia na etapa  $t$

$S_t^n$  recursos de empréstimos normais na etapa  $t$

$S_t^e$  recursos de empréstimos emergenciais na etapa  $t$

$x_{jt}$  fração do projeto  $j$  construída na etapa  $t$

$\xi_{j(t-\tau+1)}$  fração de desembolso do projeto  $j$  (operação na etapa  $\tau$ ) na etapa  $t$

$E\{CO_t\}$  valor esperado do custo de operação na etapa  $t$ .

O custo dos empréstimos  $S_t^n$  refletem as taxas de oportunidade de capital da empresa, ou taxas de empréstimo de bancos multilaterais (BID, BIRD, por ex.), que são limitados. O custo dos empréstimos de emergência  $S_t^e$  corresponde a uma penalização por violação das restrições financeiras e é bastante superior ao custo dos empréstimos normais.

Um aspecto importante a ser considerado no planejamento com restrições financeiras é a necessidade de compatibilizar custos financeiros com preços econômicos, usados no cálculo de custos e benefícios. Os preços econômicos representam o custo social dos insumos associados aos projetos de investimento, seja na fase de construção, seja na fase de operação. Os preços utilizados na análise financeira são normalmente preços de mercado, os quais nem sempre refletem os custos de oportunidade do capital, por distorções de concorrência. Nesse caso, os custos econômicos devem ser obtidos a partir de custos financeiros através de fatores de conversão obtidos de estudos econômicos que visem ao cálculo dos preços sombra dos diversos insumos econômicos.

#### 7.4.6 Efeitos das Restrições Financeiras

Um aspecto importante a ser observado na seleção do modelo de restrições financeiras é que a forma do modelo afeta o nível de confiabilidade e, por extensão, a otimalidade do plano de expansão. Além disso, os efeitos destas restrições dependem, em grande parte, dos critérios de confiabilidade e do processo de otimização usados na elaboração do plano. Este aspectos podem ser melhor apreciados pela análise das Figuras 7.10 e 7.11.

A Figura 7.10 ilustra o efeito de diferentes tetos de investimento sobre a confiabilidade de um plano de expansão obtido por critérios determinísticos, não otimizados. O plano de expansão de referência, neste caso, conduziu ao nível de confiabilidade (calculado *a posteriori*)  $R_{ref}$ , associado ao custo de investimento  $CI_{ref}$ . Após a elaboração do plano, foram avaliadas as consequências, sobre o plano de obras, de dois tetos de investimento, A e B, indicados na figura. O teto A, mais alto, está associado ao nível de confiabilidade  $R_A$  e o teto B, mais baixo, ao nível de confiabilidade  $R_B$ . Como seria de se esperar, tanto  $R_A$  quanto  $R_B$  são menores que  $R_{ref}$ . Além disso,  $R_B$  é menor que  $R_A$ , confirmando a “crença” de que tetos de investimento mais restritos levam a uma maior “desotimização” do plano de expansão.

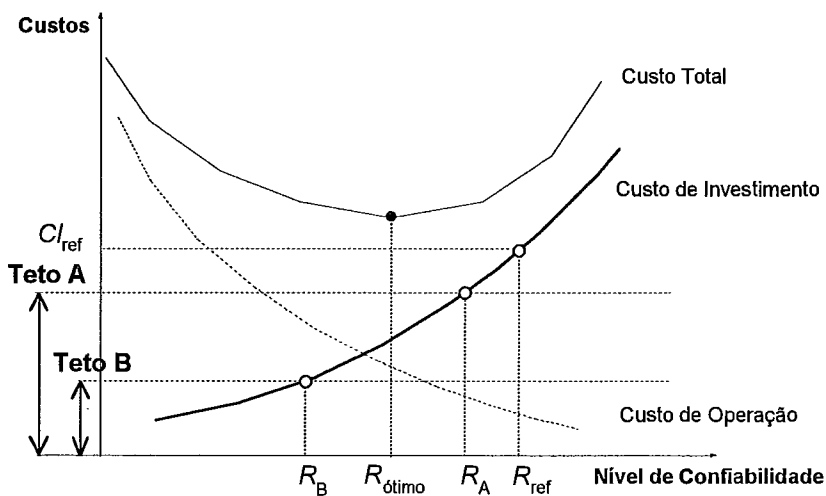


Figura 7.10 - Efeitos das Restrições Financeiras: Teto de Investimentos

Um posterior exercício de otimização da confiabilidade, no entanto, representado pela curva de custo total, mostraria que o nível de confiabilidade ótimo,  $R_{ótimo}$ , é inferior ao nível  $R_A$  e superior ao nível  $R_B$ . Isso mostra que, de fato, tanto o teto mais alto (A), quanto o mais baixo (B) “desotimizam” o plano ótimo, mas de diferentes maneiras, ou seja, o teto A contém ainda uma margem de reserva excessiva, passível de redução, e o teto B apresenta uma margem de reserva insuficiente. Desse modo, somente o teto B representaria uma restrição financeira relevante.

Como na Figura 7.10, a Figura 7.11 representa também os efeitos de diferentes restrições financeiras, mas agora sob a forma de custos de investimento adicionais. No primeiro caso, sem restrição financeira, um exercício de otimização do nível de confiabilidade conduziu ao custo total  $CT^*$ , correspondente ao nível de confiabilidade ótimo  $R^*$ . Neste exercício, os custos de investimento foram calculados com taxas de desconto associadas às fontes de financiamento normais. Um segundo exercício de otimização foi conduzido, considerando a existência de restrições financeiras. Neste exercício, houve necessidade de contrair empréstimos de emergência, que oneraram os custos de investimento originais e levaram a uma curva de custo de investimento, com restrição, mais alta que a original. O resultado da otimização levou ao nível de confiabilidade  $R^{**}$ , inferior a  $R^*$ , e ao custo total  $CT^{**}$ , superior a  $CT^*$ . Como em ambos os casos, os níveis de investimento são ótimos, conclui-se que a existência de restrições financeiras tende a deteriorar a confiabilidade e a aumentar os custos totais das alternativas de expansão.

Estes exemplos mostram a importância de se realizar um exercício de otimização, mesmo que simplificado, como elemento de referência para balizar as decisões de investimento, principalmente quando o plano de expansão é elaborado com critérios determinísticos.

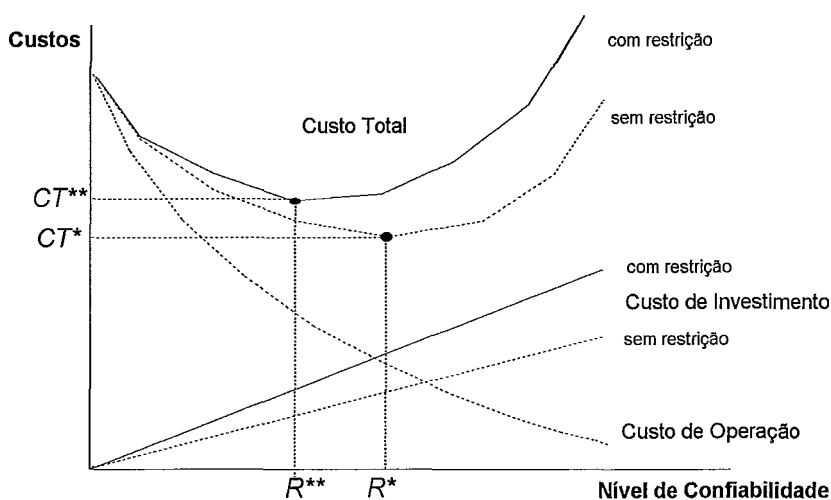


Figura 7.11 - Efeito das Restrições Financeiras - Custos Adicionais

## 7.5 ANÁLISE DO SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO

O subproblema de operação objetiva definir um plano de operação ótimo para cada decisão de investimento  $x_k^*$ , ou seja, um vetor  $y$  que atende ao problema de programação linear (7.15), aqui repetido para facilidade de referência. Os componentes de  $y$  são variáveis contínuas  $y_{it}$ , cada uma das quais corresponde à decisão de operação de um componente do sistema (indexado por  $i$ ) num determinado período de operação, para cada ano dentro do horizonte de planejamento (indexado por  $t$ ). A função objetivo é linear em  $y$  e engloba os custos de produção e os custos de falhas, representadas como uma térmica de capacidade infinita. As restrições  $Fy \geq h - E x_k^*$  definem balanços de energia e de capacidade e limites de carregamento de geradores e interligações.

$$w(x_k^*) = \text{Min } dy$$

sujeito a

$$Fy \geq h - E x_k^*$$

$$y \geq 0$$

(7.15)

A solução do subproblema de operação define a produção das usinas, o despacho dos geradores, o carregamento das interligações e os cortes de carga nas áreas do sistema. Define também o custo de operação total  $w(x)$  e as sensibilidades  $\pi^k$  deste custo às variações de capacidade das usinas e interligações. Com base nestes valores, são construídos os cortes de Benders (7.17), que informam ao subproblema de investimento as consequências operativas da decisão de investimento  $x_k^*$ .

$$w(x) \geq \pi^k (h - Lx) \quad (7.17)$$

No que segue, analisam-se os principais componentes do subproblema de operação.

### 7.5.1 Hierarquia no Subproblema de Operação

Os diversos tipos de componentes do sistema considerados no subproblema de operação são ilustrados na Figura 7.12. No nível mais alto, existe um sistema interligado, formado pela junção, via interligação, de subsistemas em cada área. Os subsistemas, por sua vez, são compostos por um parque gerador e uma rede de transmissão em cada área. O parque gerador de cada área é formado por plantas hidro e termelétricas, que atendem à carga de cada área. A interligação  $T_{ab}$  permite transferências de energia entre as áreas, por motivos econômicos ou de confiabilidade. Os projetos de investimento (usinas e interligações) são ativados nas datas definidas pelo plano de expansão  $x_k^*$ , gerado pelo subproblema de investimento. Cada componente é caracterizado por parâmetros técnicos e econômicos. A demanda é caracterizada em cada área, tanto em termos físicos (demanda máxima e média) quanto econômicos (custos de racionamento e de interrupção).

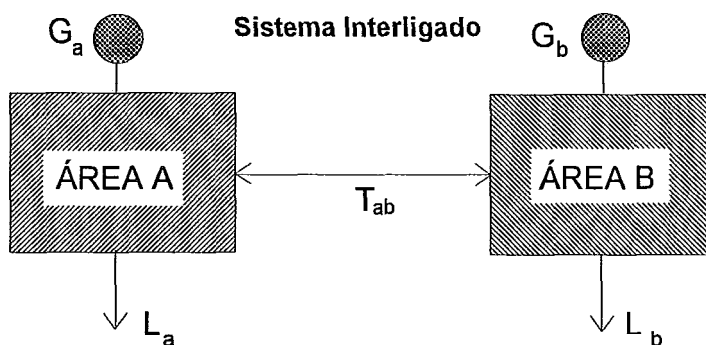


Figura 7.12 - Componentes do Subproblema de Operação

A estrutura do sistema interligado sugere uma abordagem hierarquizada do subproblema de operação, conforme ilustrado na Figura 7.13. O primeiro nível corresponde às plantas de geração e interligação, o segundo às áreas e o terceiro ao sistema interligado, multiárea. Em cada nível, pode-se identificar restrições operativas associadas aos aspectos de mercado, geração e transmissão, sob a forma de igualdades (balanços de massa e energia) e de desigualdades (restrições de capacidade e de recursos).

A abordagem hierarquizada facilita a visualização e a formulação do subproblema de operação nos mais diversos ambientes de planejamento (centralizado ou descentralizado, cooperativo ou competitivo). Com apoio deste modelo, o subproblema de operação pode ser escrito de uma forma genérica, inicialmente, e modulado para atender aos objetivos da análise em cada nível hierárquico e em cada horizonte de planejamento, posteriormente. Esta estrutura coincide com o modelo hierarquizado para o planejamento da expansão, apresentado na Figura 2.5, mas aqui o fator determinante do nível hierárquico são as variáveis de decisão de interesse para o planejamento da operação.



- No primeiro nível hierárquico, o objetivo é identificar as unidades geradoras a serem acionadas (unit commitment) e definir o nível de produção (despacho) de cada unidade, tanto em termos de potência ativa quanto reativa. As restrições neste nível dizem respeito a: programa de manutenção, metas energéticas, estado dos reservatórios, estoques de combustível, entre outras.
- No segundo nível hierárquico, o objetivo é minimizar os custos de operação do sistema de geração em cada área, sujeito às restrições anteriores a nível de usina, mais restrições adicionais relacionadas ao atendimento da carga nativa da área, aos contratos de pedágio e de suprimento, etc.
- No terceiro nível, o objetivo é planejar a operação do sistema interligado, visando ao atendimento dos mercados regionais, considerando limites de intercâmbio e limites pertinentes aos níveis hierárquicos anteriores.

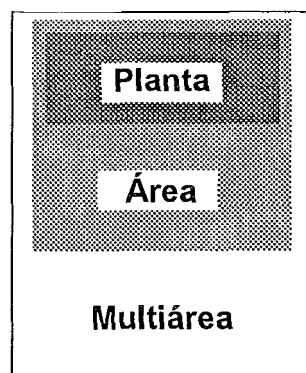


Figura 7.13 - Níveis Hierárquicos no Subproblema de Operação

Esta estrutura hierárquica comporta diferentes níveis de representação do sistema, desde um simples modelo usina-barras infinita até uma modelagem multiárea complexa, com limites de transmissão e restrições de confiabilidade estocásticas.

Um recurso de modelagem importante, na passagem de um nível hierárquico para outro, é a agregação, ou seja, o mapeamento de múltiplos modelos individuais em um único modelo composto, que preserva o comportamento do sistema original. A agregação reduz a complexidade computacional do modelo, às custas de uma pequena perda de precisão no cálculo dos custos de produção. A menor complexidade decorre da redução do número de variáveis de decisão e de restrições a serem consideradas na formulação do modelo de operação.

As usinas hidroelétricas, por exemplo, comportam dois tipos de representação: individualizada ou agregada. No primeiro caso, as variáveis que representam as usinas são consideradas de forma individualizada. No segundo caso, as usinas com reservatório são agrupadas num único reservatório equivalente em cada subsistema, o que simplifica o cálculo do custo de produção. De forma similar, as usinas termelétricas, individualmente consideradas no nível hierárquico de planta, são normalmente agrupadas em classes com mesmo custo de combustível, nos demais níveis hierárquicos.

As interligações constituem também uma representação agregada (equivalente elétrico) das principais linhas de transmissão entre cada par de subsistemas. A capacidade de transferência de potência de cada interligação deve ser estabelecida com apoio de modelos de análise convencionais (fluxo de potência, estabilidade). Raciocínio similar é aplicado aos mercados. O Quadro 7.5 resume os principais aspectos de modelagem do modelo de planejamento integrado, levando em conta aplicações a longo prazo.

QUADRO 7.5 - MODELAGEM DO SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO

Nível Hierárquico	Geração Hidro	Geração Termo	Interligações	Mercado
Planta	Individualizada em cada local	Individualizada por tipo de usina	Ponto a ponto, individualizada	Consumo próprio e cargas locais
Área	Agregada por bacia hidrológica	Agregada por classe de custo	Implícita (via fator de perdas)	Agregado por área
Multiárea	Agregada por subsistemas	Agregada por classe de custo	Área a área, agregada	Agregado global

### 7.5.2 Representação do Sistema: Nível Planta

A representação do sistema no nível planta procura representar os componentes do sistema com o máximo de detalhes e provê os elementos básicos para a modelagem nos demais níveis hierárquicos, levando em conta o horizonte de estudo e os objetivos da análise. No que segue, descrevem-se os modelos das usinas hidro e termoelétricas e das afluências.

As usinas hidroelétricas convertem a energia potencial da água armazenada nos reservatórios em energia cinética, a qual é utilizada para acionar um conjunto turbina-gerador. As usinas hidroelétricas se dividem em centrais com reservatório e a fio d'água. Esta classificação depende do tipo de estudo e da duração das etapas. Assim, uma central com regulação semanal é considerada a fio d'água na operação a longo prazo, embora a representação de seu reservatório seja importante na operação a curto prazo. Como usinas a fio d'água são casos particulares de usinas com reservatório, consideram-se, no restante do capítulo, apenas centrais com reservatório.

Os parâmetros básicos das usinas hidroelétricas são:

- capacidade instalada;
- coeficiente de produção médio;
- volume de armazenamento (máximo e mínimo);
- engolimento máximo e vazão defluente mínima;
- taxa de falha e tempo médio de reparo

O “combustível” das centrais hidroelétricas são as vazões, representadas como volumes naturais afluentes a cada usina em cada etapa, provenientes de registros históricos ou gerados por um modelo estocástico. Conhecidas as afluências naturais a cada usina, em base mensal, podem ser calculadas as vazões incrementais. Assim, a cada estágio  $t$ , cada usina  $i$  recebe uma vazão incremental  $A_{it}$ . As grandezas a serem determinadas são: a vazão turbinada  $u_{it}$ , volume ao final do período  $V_{it}$  e a vazão vertida  $s_{it}$ . Essas grandezas, expressas em unidades de volume mensal ( $m^3$ ), devem satisfazer ao seguinte conjunto de restrições:

$$V_{i,t+1} = V_{it} + A_{it} - u_{it} - s_{it} + \sum_{k \in M_i} (u_{kt} + s_{kt})$$

$$V_{it} \leq V_{it} \leq \bar{V}_{it}$$

$$0 \leq u_{it} \leq \bar{u}_i$$

$$G_{it} = \rho_i u_{it}$$

$$\rho_i = 0.00981 \eta_i h_i$$

onde:

$V_{it}$  volume inicial

$A_{it}$  afluição incremental

$u_{it}$  volume turbinado

$s_{it}$  volume vertido

$M_{it}$  usinas a montante

$\underline{V}_{it}$  volume mínimo

$\bar{V}_{it}$  volume máximo

$\bar{u}_{it}$  volume turbinado máximo

$\rho_i$  coeficiente de produção ( $MWh/m^3$ )

$h_i$  queda líquida

$\eta_i$  rendimento do conjunto turbina-gerador

As usinas termoelétricas utilizam uma fonte de energia (carvão, diesel, nuclear, etc.) para aquecer vapor em uma caldeira. Este vapor, por sua vez, é usado para acionar um conjunto turbina-gerador, o qual produz energia elétrica. Os parâmetros básicos das usinas termoelétricas são:

- geração máxima e mínima;
- custo operativo (\$/MWh);
- taxa de falha e tempo médio de reparo

As restrições operativas relevantes, neste caso, dizem respeito aos limites de capacidade, quais sejam:

$$\underline{G}_{jt} \leq G_{jt} \leq \bar{G}_{jt}$$

onde:

$\bar{G}_{jt}$  geração máxima

$\underline{G}_{jt}$  geração mínima

As interligações, neste nível, são representadas por circuitos de transmissão individualizados, no caso de interconexões síncronas, ou por conversores CA/CC e linhas de transmissão em corrente contínua, no caso de ligações assíncronas. Os parâmetros necessários para representar estes componentes, neste nível, coincidem com os parâmetros elétricos convencionais, usados nos estudos de fluxo de potência, e com os parâmetros estatísticos (taxa de falha e tempo médio de reparo), usados nos estudos de confiabilidade.

### 7.5.3 Representação do Sistema: Nível Área

No nível hierárquico de área, o sistema hidrotérmico é composto por um subsistema térmico (usinas convencionais e/ou nucleares) e por um subsistema hidroelétrico (usinas com reservatório e a fio d'água), ligados aos centros de carga através de um sistema de transmissão, conforme ilustrado na Figura 7.14. Neste nível, não se consideram limites de transferência nem falhas de transmissão. Eventuais limites de transmissão interna (necessidade de suporte reativo, por exemplo) podem ser representados como geração mínima nas termelétricas.

As usinas hidroelétricas com reservatório são agrupadas num único reservatório equivalente, o que simplifica o cálculo do custo de produção. As usinas termelétricas, individualmente consideradas no nível hierárquico de planta, são agrupadas em classes, de acordo com seu custo de operação  $c_j$  (\$/MWh).

A técnica de agregação, conhecida como representação a reservatório equivalente, é baseada numa estimativa da energia produzida pelo deplecionamento completo dos reservatórios do sistema, para um dado conjunto de volumes iniciais. Como a altura de queda em cada usina é uma função do nível do reservatório, a energia produzida total depende das regras de operação, as quais são geralmente desconhecidas nas etapas iniciais dos estudos de planejamento da operação. Uma estratégia de operação simplificada é então admitida, conforme descrito em [ArR70] Um procedimento similar é usado para avaliar o conteúdo energético das afluições aos reservatórios. O processo de agregação é ilustrado na Figura 7.15.

A representação agregada é também usada no planejamento da operação a longo prazo do sistema elétrico brasileiro. [CeE77] Neste caso, a variável de controle é a geração térmica e a decisão ótima é uma função de duas variáveis de estado: a energia armazenada no reservatório equivalente e a tendência hidrológica, representada pela afluição no mês anterior.

No modelo agregado, o parque gerador hidroelétrico de cada região ou bacia hidrográfica é representado por um reservatório equivalente de energia, cuja capacidade de armazenamento é estimada a partir do esvaziamento completo dos reservatórios do sistema, de acordo com uma política de operação pré-estabelecida. A energia afluenta ao reservatório equivalente se divide em duas partes:

- energia controlável: associada às afluências aos reservatórios, pode ser armazenada no reservatório equivalente;
- energia a fio d'água, associada às usinas sem reservatório, não pode ser armazenada no reservatório equivalente.

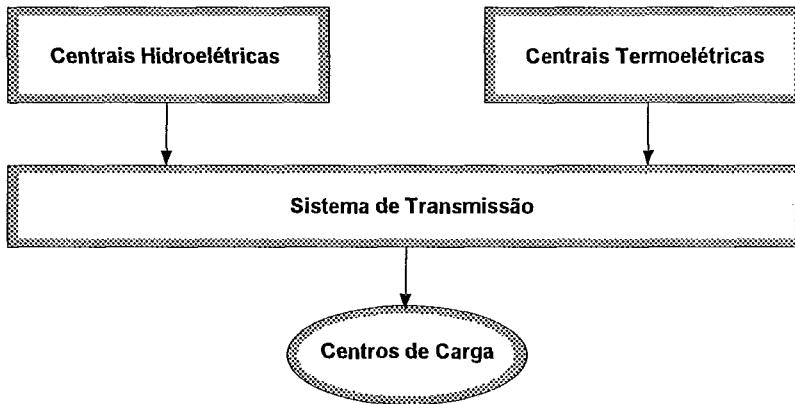


Figura 7.14- Estrutura do Sistema em cada Área

A energia armazenável máxima  $\bar{E}$  é definida como a energia total produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema, a partir do volume armazenado máximo, de acordo com uma regra operativa pré-definida. Supondo que o coeficiente de produção de cada central é constante, tem-se:

$$\bar{E} = \sum_{i \in R} [\bar{V}_i (\rho_i + \sum_{j \in J_i} \rho_j)]$$

onde:

$\bar{E}$  Energia armazenável máxima

$R$  conjunto de centrais com reservatório

$\bar{V}_i$  capacidade de armazenamento do reservatório  $i$

$J_i$  conjunto de usinas a jusante do reservatório  $i$

- Energia Controlável

A energia controlável é a energia que pode ser efetivamente incorporada ao reservatório equivalente de energia, até o limite  $\bar{E}$ . Esta energia é dada pelo produto entre o volume afluenta natural a cada reservatório e a soma de seu coeficiente de produção com os coeficientes de todas as centrais a fio d'água entre este reservatório e o próximo a jusante.

$$EC_i = \sum_{i \in R} \{AN_{it}(\rho_i + \sum_{j \in FR_i} \rho_j)\}$$

onde:

$EC_i$  energia controlável

$AN_{it}$  volume afluenta natural ao reservatório  $i$

$FR_i$  conjunto de usinas a fio d'água entre  $i$  e o próximo reservatório a jusante de  $i$

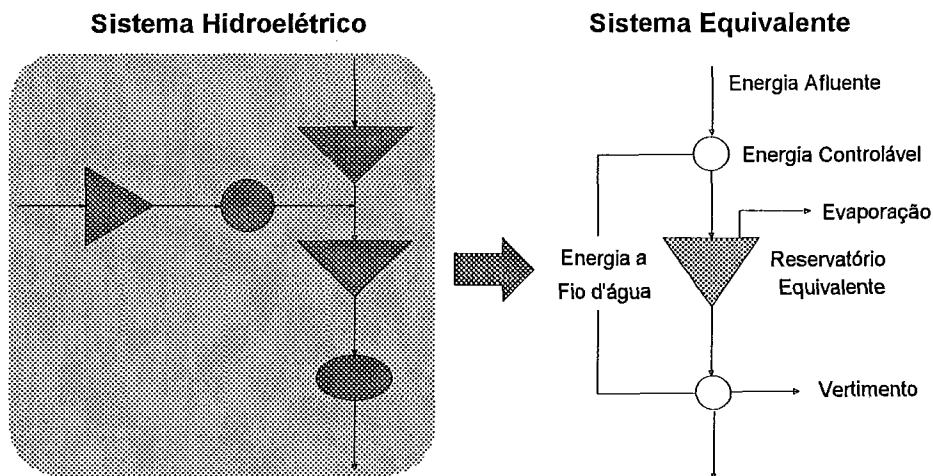


Figura 7.15 - Construção do Sistema Equivalente

- Energia a fio d'água

A energia a fio d'água corresponde à energia afluente às centrais a fio d'água, que não pode ser armazenada. Esta energia é calculada multiplicando-se o fator de produção pela diferença entre o volume afluente natural e o volume afluente às centrais com reservatório imediatamente a montante. Estes volumes são limitados pelo limite de turbinamento em cada central a fio d'água.

$$EF_i = \sum_{i \in F} \{p_i \min(I_i, \bar{Q}_i)\}$$

onde:

$$I_i = AN_i - \sum_{j \in N_i} AN_j$$

$EF_i$  energia a fio d'água

$F$  conjunto de usinas a fio d'água

$I_i$  volume incremental afluente

$N_i$  conjunto de reservatórios a montante de  $i$

$\bar{Q}_i$  capacidade de turbinamento

#### 7.5.4 Representação do Sistema: Nível Multiárea

A representação agregada é razoavelmente correta quando os reservatórios apresentam uma grande capacidade de regularização e a região é hidrológicamente homogênea, ou seja, quando existe correlação espacial entre as afluições aos diversos reservatórios. A região deve ser também eletricamente interconectada, ou seja, a carga pode ser suprida a partir de qualquer usina hidroelétrica.

Existem situações em que estas condições não se verificam, como por exemplo, nas Regiões Sul e Sudeste, que apresentam comportamento hidrológico diferenciado (vide Figura 7.16) e capacidade de intercâmbio limitada. Nestes casos, a solução usual é representar as usinas em cada bacia ou subsistema como reservatórios equivalentes distintos, conduzindo à representação multiárea do sistema. Esta solução traz como contrapartida uma maior complexidade computacional da programação da operação. [Per85]

No caso de sistemas de geração predominantemente hidroelétricos, como é o caso do sistema brasileiro, a divisão em subsistemas corresponde geralmente à divisão natural em bacias hidrográficas. Desta forma, pode-se assumir que os subsistemas são eletricamente interligados mas hidraulicamente desacoplados.

A representação multiárea do sistema, se por um lado permite representar diversidades de mercado e hidrológicas, bem como limites de transferência entre áreas, por outro tem grande influência sobre o esforço computacional, o que recomenda limitar a partição do sistema ao mínimo necessário à caracterização dos fatores determinantes da análise multiárea. Além da diversidade hidrológica e dos limites de intercâmbio, esses fatores podem incluir a individualização de intercâmbios entre empresas e a necessidade de representar mercados com custos de déficit diferenciados.

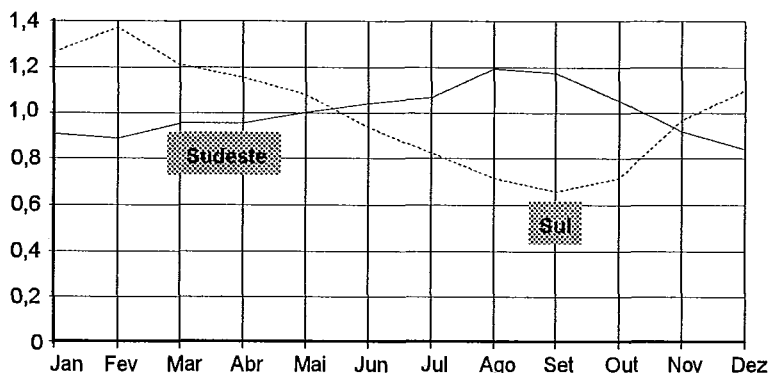


Figura 7.16 - Diversidade das Afluências

No nível multiárea, o sistema é representado por um modelo de fluxo linear (modelo de transportes), ilustrado na Figura 7.17. Neste modelo, somente a lei dos nós é considerada: a soma dos fluxos que entram em uma área (nó) é igual à injeção de potência líquida (geração menos demanda) naquela área. Os intercâmbios de energia entre áreas são representados através dos limites de transferência de potência ativa (MW) e do fator de disponibilidade devido a saídas forçadas. Em termos matemáticos, resulta:

$$Sf + g = d$$

onde:

$S$  matriz de incidência ramos-nós

$f$  vetor de fluxos nos circuitos (MW)

$g$  vetor de gerações nas usinas (MW)

$d$  vetor de demandas nodais (MW)

Este modelo permite representar duas classes de restrições operativas importantes, quais sejam:

- limites nas capacidades de geração das usinas

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

- limites nas capacidades de fluxo dos circuitos

$$|f| \leq \bar{f}$$

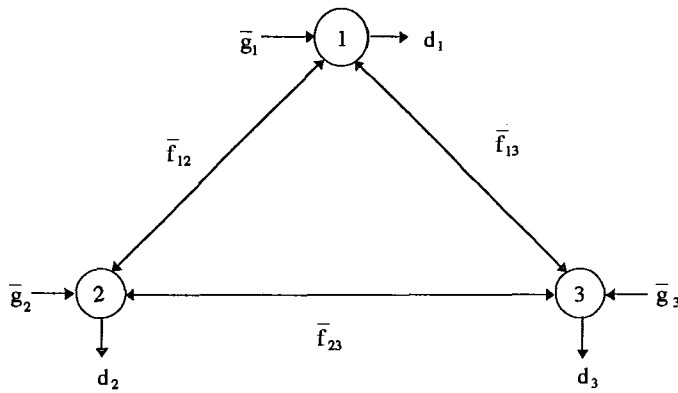


Figura 7.17 - Representação Multiárea de Sistemas Interligados

### 7.5.5 Representação da Demanda

Assim como os componentes do sistema, a demanda de energia elétrica comporta diversas formas de representação, de acordo com o nível hierárquico e com o horizonte de planejamento considerados. A representação “natural” do mercado é através da curva de carga cronológica, obtida pela integração do consumo em intervalos horários. A ordenação em ordem decrescente das demandas horárias fornece a curva de duração de carga.

A curva cronológica é o modelo mais preciso da demanda, mas implica em esforços computacionais elevados, que só se justificam em estudos especiais (cálculo de tarifas, por ex.), no horizonte de curto prazo. Assim, é comum adotar-se, principalmente nos estudos de longo prazo, a curva de duração de carga, na sua forma original ou então, o que é mais comum, agregada em patamares (blocos de potência e duração). O número de blocos depende das características da demanda em cada área e da existência ou não de diversidade espacial entre as cargas das áreas.

Este aspecto pode ser melhor visualizado pelo exame da Figura 7.18, que ilustra as curvas cronológica e de duração de carga de um sistema com duas áreas, que apresentam diversidade de carga. Observa-se que a curva de duração de carga “pura” perde esta informação, que é crítica para determinação dos intercâmbios ótimos. Isto exige cuidados especiais na construção da CDC, que deve ser discretizada de forma a preservar os períodos em que as demandas em cada área atingem os valores tipificados em cada patamar.

A projeção do mercado é feita geralmente em base anual, a nível regional ou nacional, o que é inadequado para a análise multiárea. As projeções anuais são transformadas em mensais através de fatores de sazonalidade, obtidos pela análise do histórico de consumo. As demandas mensais são então transformadas em demandas diárias através de fatores de ponderação diária, um para cada dia típico (quatro, em geral) e posteriormente em demandas horárias, através de fatores de ponderação horária (curvas de carga típicas), todos obtidos do histórico.

A desagregação da demanda em termos espaciais é realizada com fatores de participação, que relacionam as demandas nas áreas com a demanda global. Como os fatores de diversidade normalmente disponíveis se referem ao patamar de carga pesada, a obtenção de fatores de participação para outros patamares requer o conhecimento das curvas de carga típicas.

A previsão da demanda deve considerar o mercado de consumidores finais, incluindo as perdas de distribuição e subtransmissão. As perdas em níveis de tensão mais elevados são geralmente subtraídas da disponibilidade nas usinas ou então somadas às demandas nas barras de transformação. De forma similar, cargas locais e o consumo próprio das usinas são descontados da geração em cada planta.

Um aspecto importante a considerar, na modelagem da demanda, é que o cálculo dos custos de produção de sistemas hidrotérmicos utiliza valores médios da demanda (energia), ao passo que os modelos de análise de confiabilidade requerem valores pontuais (potência). Assim, é importante registrar, para cada patamar de carga, não só o valor médio mas também o valor máximo da demanda, dentro dos intervalos cronológicos que caracterizam os patamares.

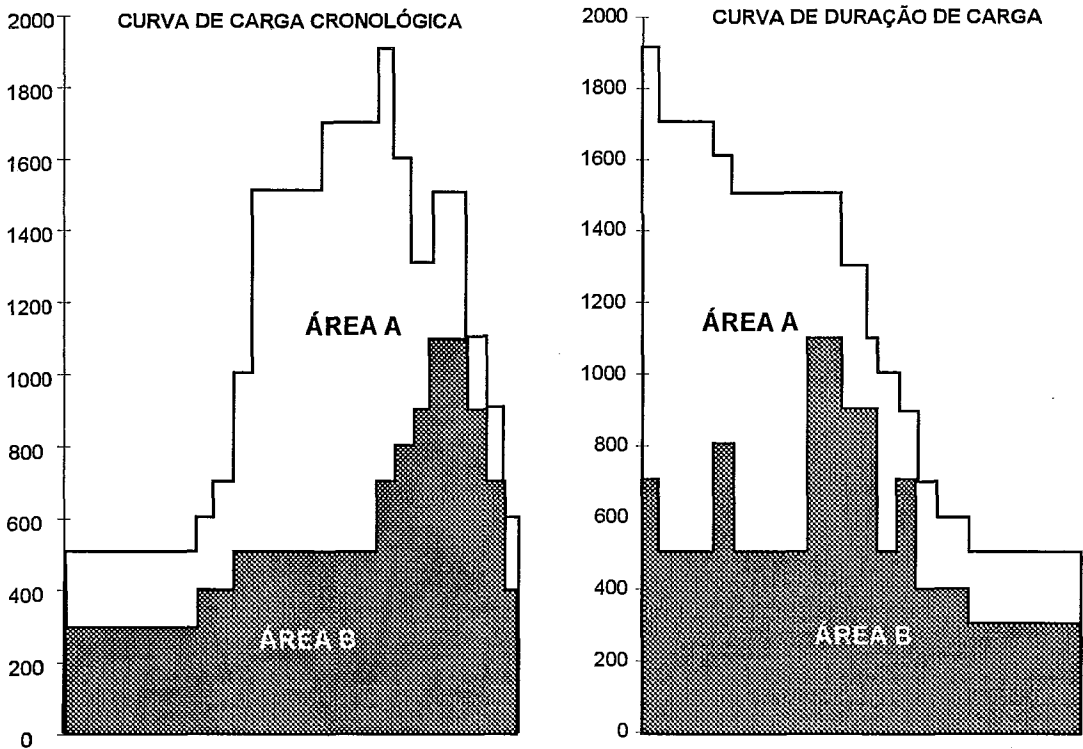


Figura 7.18 - Representação do Mercado

Outra consideração importante para a análise de confiabilidade diz respeito à modelagem da incerteza nas projeções de demanda. Como as demandas nas áreas são variáveis aleatórias correlacionadas, as cargas deveriam, em princípio, ser representadas por uma distribuição multivariada. Devido a dificuldade de obter os parâmetros deste processo estocástico, as cargas são normalmente representadas como conjuntos de vetores, contendo valores fixos para cada área. A avaliação de confiabilidade é repetida para cada vetor de carga, e os índices finais são obtidos através da soma ponderada dos resultados para cada vetor de carga.

### 7.5.6 Representação de Incertezas Operativas

A política da operação depende dos cenários operativos futuros, os quais dependem das condições hidrológicas, da evolução da demanda, dos preços dos combustíveis, da entrada de novos projetos, da disponibilidade dos equipamentos existentes, de limites de intercâmbio, entre outros. A previsão destes parâmetros é muito complexa, e sujeita a *incertezas*. Estas incertezas podem ser representadas sob duas formas básicas:

- *explícita* - as distribuições de probabilidade dos parâmetros são consideradas diretamente no cálculo da política da operação
- *implícita* - a incerteza dos parâmetros é considerada através de análises de sensibilidade ou através da utilização de valores médios

Os modelos de despacho hidrotérmico representam de forma explícita a incerteza associada à hidrologia. As demais incertezas são representadas de forma implícita.



A capacidade de atendimento ao mercado de um sistema interligado é definida, em linhas gerais, pelo estado de capacidade do sistema em cada estágio de operação. Como o estado de capacidade é afetado por incertezas, o atendimento à carga também é afetado por elas.

No caso de sistemas térmicos, o estado de capacidade depende essencialmente da configuração do sistema que, por sua vez, é determinada pelo plano de expansão  $x^*$ , proveniente do subproblema de investimento, e pelo plano de manutenção, proveniente da área de operação. Neste caso, as incertezas relevantes para determinar a capacidade de atendimento do sistema são as saídas forçadas de unidades geradoras e interligações, analisadas a seguir.

- Saídas forçadas de unidades geradoras;

As saídas forçadas de geradores afetam a capacidade de ponta do sistema, devido à redução do número de máquinas disponíveis em cada usina. Em consequência, a capacidade geradora de cada área deve ser modelada como uma variável aleatória, correspondente à soma das capacidades de geração por área. A distribuição de probabilidade do conjunto de geradores de cada área pode ser calculada por convolução, a partir de modelos probabilísticos das unidades geradoras.

- Saídas forçadas de interligações;

A capacidade dos elos de interconexão é também uma variável aleatória, cuja distribuição de probabilidade deve ser previamente calculada, a partir das estatísticas de desempenho dos circuitos componentes do elo. Se o elo compreende múltiplos circuitos em série/ paralelo, a distribuição de probabilidades dos níveis de capacidade de transporte deve ser calculada com o uso de fórmulas correspondentes.

No caso de sistemas hidrotérmicos, o estado de capacidade do sistema depende não só da configuração do sistema, mas também do estado dos reservatórios, que afetam tanto a capacidade de produção de energia quanto o nível de reserva do sistema de geração. Dessa forma, além de ser afetada pelas falhas de capacidade, como nos sistemas térmicos, a capacidade de atendimento dos sistemas hidrotérmicos é bastante influenciada pelas incertezas hidrológicas, sob dois aspectos, analisados a seguir.

- Redução da disponibilidade de energia em usinas hidrelétricas

A disponibilidade de energia em usinas hidrelétricas é uma variável aleatória, em função da aleatoriedade das afluições.

O objetivo dos modelos de séries sintéticas é obter o máximo de informação possível dos dados históricos, tratando o registro histórico como uma realização de um processo estocástico, cujos parâmetros devem ser identificados. Uma vez identificados os parâmetros do processo estocástico, os modelos de geração de séries sintéticas são utilizados para gerar diversas sequências de vazões igualmente prováveis. Muitas vezes o comprimento dos registros históricos é inferior a 50 anos, o que dificulta a obtenção de parâmetros confiáveis. Nestes casos, o processo estocástico pode ser representado através de cenários hidrológicos compostos por sequências de vazões  $\{A_t, t = 1, \dots, T\}$ , associados a probabilidades de existência. O modelo proposto adota esta representação.

- Redução da disponibilidade de potência em usinas hidrelétricas;

A disponibilidade de potência num sistema com predominância hidrelétrica é influenciada pelo armazenamento do sistema, uma vez que a capacidade das unidades hidroelétricas depende do nível dos reservatórios. Além disso, como a operação dos reservatórios num sistema hidrotérmico é coordenada, e as afluições aos reservatórios são correlacionadas, existe correlação também entre as capacidades unitárias das máquinas de diferentes usinas. Estas várias correlações podem ser representadas por vetores de potências disponíveis em cada usina, condicionadas às sequências hidrológicas.

### 7.5.7 Efeito das Incertezas sobre as Decisões de Operação

O objetivo básico do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar metas de geração para cada usina, em cada etapa, de modo a atender a demanda e minimizar o custo operativo médio ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas térmicas, pela compra de energia de outros sistemas, e pelo custo associado às interrupções de energia elétrica, ou seja, ao custo do déficit.

Em sistemas de geração compostos somente de unidades termoeletricas, o custo de cada usina depende basicamente do custo de combustível. Portanto, o núcleo do problema operativo consiste em determinar a combinação de usinas que minimiza o custo total de combustível (carvão, derivados do petróleo, nucleares etc.) necessário para atender a demanda.

Em sua versão mais simples, este problema se resolve colocando as usinas em ordem crescente de custo de produção de um MWh adicional (ou custo incremental) e ajustando a operação às flutuações da demanda. Embora existam fatores adicionais que tornam este problema mais complexo (perdas de energia, limitações nas linhas de transmissão, custos de partida, limites na taxa de variação da produção energética, etc.), o problema de operação termoeletrico apresenta características básicas, resumidas a seguir:

- ◆ é desacoplado no tempo, ou seja, uma decisão de operação hoje não afeta o custo operativo da próxima semana;
- ◆ as unidades apresentam um custo direto de operação, ou seja, o custo operativo de uma unidade não depende do nível de geração de outras unidades; além disso, a operação de uma unidade não afeta a capacidade de geração ou disponibilidade de outras unidades;
- ◆ a confiabilidade do suprimento de energia depende somente da capacidade total de geração disponível e não da estratégia de operação das demais unidades do sistema.

Em contraste com os sistemas termoeletricos, sistemas com predominância hidroelétrica podem utilizar a energia armazenada para atender à demanda, evitando assim gastos de combustível nas termoeletricas. Como a energia hidroelétrica é limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios, a decisão de operação em uma etapa e suas consequências futuras estão relacionadas. Assim, se o estoque de energia hidroelétrica for utilizado hoje e uma seca ocorrer no futuro, pode ser necessário utilizar geração termoeletrica de custo elevado ou mesmo cortar carga no futuro. Se, ao contrário, os níveis dos reservatórios forem conservados por um uso mais intenso de geração termoeletrica, e ocorrerem vazões elevadas no futuro, poderá haver vertimento no sistema, o que representa um aumento desnecessário do custo operativo. As incertezas hidrológicas levam ao problema de decisão ilustrado na Figura 7.19.

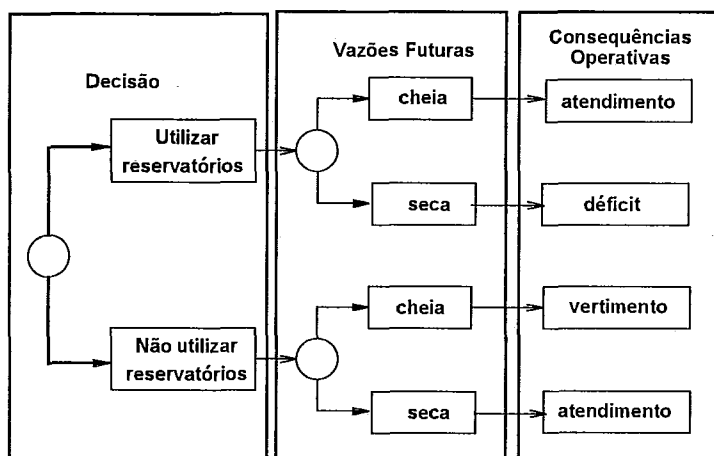


Figura 7.19 - Processo de Decisão na Operação de Sistemas Hidrotérmicos

### 7.5.8 Custos de Adaptação do Consumidor

O equilíbrio entre custos operativos e nível de confiabilidade se obtém através do custo do déficit, que busca representar os efeitos econômicos das interrupções de suprimento. A determinação do custo do déficit é um problema muito complexo, porém fundamental para a determinação da política da operação do sistema. Custos de déficit baixos resultam em utilização excessiva dos reservatórios e maiores riscos de racionamento no futuro. Se o custo de déficit é muito alto, o resultado é uma utilização excessiva dos recursos termoeletrônicos do sistema e custos operativos mais elevados.

Estudos macroeconômicos realizados no âmbito do GCPS indicam um valor médio de US\$ 750/MWh, considerando a economia brasileira como um todo [CAM89]. Estudos conduzidos pela Eletropaulo indicam um custo do déficit da ordem de US\$ 830/MWh, considerando a área de atuação desta empresa. Na literatura técnica especializada encontram-se valores na faixa de US\$ 300 a 900/Mwh [Rin89].

Nos modelos de planejamento da operação, o déficit de suprimento de energia é normalmente representado por uma unidade termoeletrica fictícia de capacidade infinita e custo operativo linear por partes. O modelo de planejamento integrado considera esta representação.

Em sistemas multiárea, o custo do déficit pode ser causado também por insuficiências na capacidade de transmissão de energia [CAM89].

Os racionamentos são previsíveis com antecedência, o que permite administrar suas consequências, até certo ponto, por meio de planos de racionamento, que procuram minimizar os impactos das falhas de suprimento energético sobre os consumidores. Já as falhas decorrentes da indisponibilidade de equipamentos são de difícil previsão e o tempo entre a percepção da falha e sua incidência sobre os consumidores é muito curto, o que limita bastante a tomada de medidas corretivas por parte dos consumidores. Esta impossibilidade prática tem como consequência interrupções de suprimento, que apresentam custos bastante elevados, quando comparados com os custos dos racionamentos.

Assim, os custos de interrupção oscilam na faixa de US\$ 600 a US\$ 1200/MWh, dependendo de uma série de fatores. Os fatores mais importantes, neste sentido, são: o horário de interrupção, a estação do ano, o tipo de processo industrial, o dia da semana, o grau de abrangência espacial do distúrbio, etc. Essa multiplicidade de fatores intervenientes complica sobremaneira a obtenção de custos de interrupção. No entanto, pesquisas diretas realizadas no Brasil já permitem uma quantificação razoavelmente precisa dos custos de interrupção.

Tanto o custo de racionamento quanto o custo de interrupções podem ser interpretados como casos particulares dos custos de adaptação incorridos pelos consumidores, frente a falta de energia elétrica. Conforme representado na Figura 7.20, o custo de adaptação depende do tempo de aviso, sendo relativamente alto quando o tempo de aviso é nulo e caindo a valores bastante baixos quando o tempo de aviso se estende por semanas ou meses, como ocorre nos racionamentos. O conceito de custo de adaptação é mais geral que o conceito de custo do déficit, uma vez que permite unificar numa mesma referência conceitual os diversos fenômenos que causam falhas de suprimento a nível de consumidor. Esta concepção é relevante para a formulação da estrutura de planejamento integrada nos aspectos de energia e de capacidade.

A duração do tempo de aviso pode ser interpretada, fisicamente, como uma decorrência natural da "inércia" associada à variação de estoques de energia ao longo dos diversos fenômenos elétricos e energéticos. Num lado do espectro, temos os fenômenos de muita curta duração (transitórios eletromagnéticos), em geral associados à variação de campos elétricos e eletromagnéticos, numa escala de tempo de microsegundos. Logo a seguir, temos os fenômenos de curta duração (transitórios eletromagnéticos), que envolvem não só variações de campos elétricos e eletromagnéticos, mas também variações na energia cinética das máquinas

girantes, numa escala de milisegundos até poucos segundos. No outro extremo do espectro, estão os fenômenos associados à movimentação de grandes estoques de água e de combustíveis, cuja “inércia” é considerável e determina os tempos de aviso mais longos. Numa faixa intermediária, existem fenômenos de natureza térmica (sobrecarga em transformadores, por exemplo), em que o atingimento de situações consideradas críticas se dá na escala de horas.

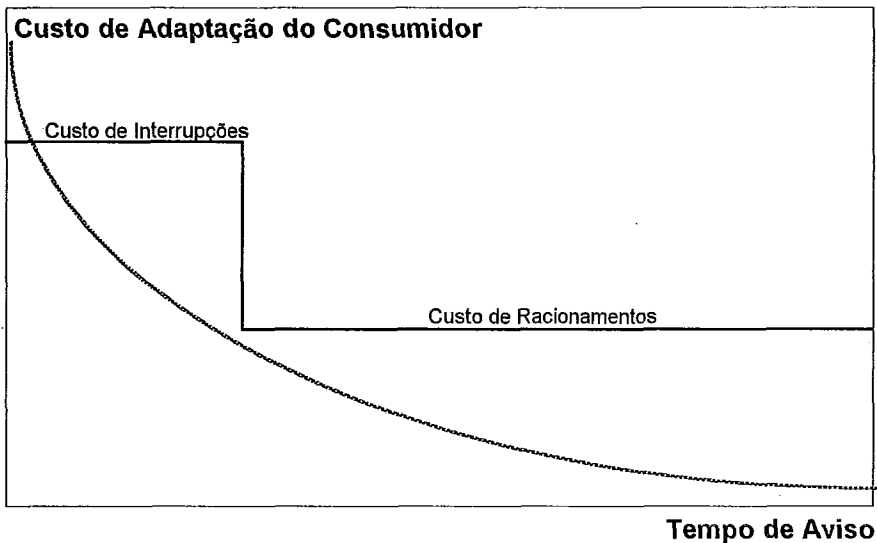


Figura 7.20 - Custo de Adaptação do Consumidor

As possibilidades de intervenção e a conseqüente atenuação das conseqüências das falhas estão intimamente ligadas à escala de tempo de cada fenômeno. Assim, nos fenômenos de curta e muito curta duração, as únicas possibilidades de intervenção são esquemas automáticos de proteção e controle, desenhados para proteger os equipamentos contra sobretensões ou correntes excessivas, que poderiam queimar equipamentos de alto custo nas usinas, nas subestações e nas instalações dos consumidores. Nos fenômenos de média duração, a atuação dos esquemas de proteção e de controle pode ser complementada pela intervenção dos operadores, o que permite aumentar a seletividade e a eficácia das ações corretivas. Nos fenômenos de longa duração, as possibilidades de intervenção são amplas e a probabilidade de neutralização da falha por mecanismos naturais (chuvas, por ex.) ou industriais (fontes alternativas, por ex.) é bastante aumentada, o que reduz o valor esperado dos custos de adaptação e justifica a forma da curva de custos de adaptação.

Dessa forma, embora a análise de cada fenômeno exija modelos especializados (o único “modelo completo” conhecido, que engloba todos os fenômenos, é o próprio sistema de potência), a consistência dos resultados pode ser assegurada pelo uso de custos de adaptação adequados a cada fenômeno, o que viabiliza a implementação do modelo de planejamento integrado a partir de modelos de análise de desempenho existentes e facilitará eventuais extensões do modelo para incluir outras classes de fenômenos.

Resta agora examinar a separabilidade dos custos de adaptação calculados pelos modelos de otimização da operação energética e de análise de confiabilidade multiárea usados no planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro. Esta avaliação deve cobrir dois aspectos principais: a influência das incertezas sobre a capacidade de oferta do sistema e sobre os custos de adaptação do consumidor. Cabe observar que esta análise, pelo lado da oferta, foi parcialmente abordada no Capítulo 5 (vide item 5.4.2 - Análise Marginal).

### 7.5.9 Estrutura do Subproblema de Operação

O cálculo dos custos de produção em sistemas hidrotérmicos é baseado em um modelo de operação ótima do sistema elétrico. Neste modelo, é determinada uma estratégia de operação para cada estágio do horizonte de planejamento. Esta estratégia consiste em calcular, para cada estado do sistema, metas de geração para cada usina, de forma a atender a uma série de restrições operacionais, correspondentes ao balanço hídrico, ao atendimento à demanda, aos limites de capacidade de geração, as limitações de intercâmbio, etc., tendo como objetivo minimizar o valor esperado dos custos de operação do sistema e de adaptação do consumidor.

A consideração de falhas de equipamentos de geração e de transmissão, junto com a impossibilidade prática de se prever com exatidão o nível de afluência aos reservatórios, torna o subproblema de operação essencialmente estocástico. A multiplicidade de subsistemas interligados por elos com capacidade limitada e a necessidade de se realizar a otimização de forma dinâmica no tempo e faz com que o problema seja de grande porte. Finalmente, como o valor da energia produzida por uma usina hidroelétrica num dado estágio de operação não é mensurável diretamente na própria usina, como ocorre nas térmicas, mas depende do valor esperado dos custos de produção e de adaptação nos estágios subsequentes, a função objetivo do problema é não separável.

Essa conjugação de fatores torna o problema complexo e dificulta bastante sua solução computacional num único modelo, mesmo com apoio das técnicas de decomposição conhecidas. Felizmente, as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro permitem a separação entre o tratamento da gestão dos estoques energéticos e o tratamento das indisponibilidades de equipamentos. As características que permitem este desacoplamento são as seguintes:

- grande capacidade de regularização dos reservatórios: a maior parte dos reservatórios tem capacidade de regulação plurianual e mesmo as usinas a fio d'água tem capacidade de regularização pelo menos mensal; assim, a redução de produção por quebra de máquinas numa usina, num período curto, pode ser compensada posteriormente, com a água que permaneceu no reservatório da própria usina ou em reservatórios de usinas a montante.
- grande número de máquinas por usina: em geral, as usinas são supermotorizadas em relação às necessidades de produção médias; isso significa que mesmo com a saída de uma unidade geradora, muitas usinas permanecem com capacidade de engolimento suficiente para atender às metas energéticas médias mensais.
- operação base/ponta das usinas térmicas: a operação das usinas térmicas depende do nível dos reservatórios e das tendências hidrológicas; assim, a otimização da operação é feita no horizonte de planejamento da operação de longo prazo e resulta na colocação das usinas térmicas em operação de base ou de ponta, ao longo dos períodos de operação.
- diversidade espacial da fontes: o espalhamento das usinas em largas extensões territoriais torna extremamente improvável a ocorrência simultânea de períodos hidrológicos secos e/ou de falhas de geração em grande número de usinas:
- múltiplos circuitos de interligação: raramente os elos de interligação são constituídos por circuitos singelos; assim há sempre uma certa redundância na rede, o que permite a transferência de valores médios de intercâmbio, mesmo com alguns circuitos fora de operação.

Estas peculiaridades do sistema elétrico brasileiro permitem escrever a solução ótima do problema completo como a soma das soluções ótimas de dois problemas de otimização, conforme discutido a seguir.

No primeiro problema, o objetivo é minimizar os custos de produção e de adaptação a longo prazo (racionamentos), as variáveis de decisão estão relacionadas à operação de reservatórios e usinas térmicas agregadas em termos médios, de acordo com o processo de decisão esque-

matizado na Figura 7.19. Neste problema, a perda de potência nas usinas hidroelétricas por deplecionamento dos reservatórios e as falhas de equipamentos não são consideradas, a não ser, eventualmente, através de fatores de disponibilidade médios, que levam em conta tanto saídas forçadas quanto programadas.

No segundo problema, o objetivo é minimizar os custos de adaptação a curto prazo (interrupções) e as variáveis de decisão são os despachos de geração e os cortes de carga. Neste subproblema, as questões relacionadas à operação dos reservatórios e à decisão base/ponta das usinas térmicas não são consideradas. A influência das condições hidrológicas pode ser representada, se necessário, por séries de potência disponíveis nas usinas hidroelétricas. As séries de potências disponíveis são geralmente obtidas por simulação das sequências hidrológica com modelos a usinas individualizados e fornecidas como dado de entrada aos modelos de análise de confiabilidade multiárea.

Uma consequência da separação da análise em dois problemas é a possibilidade de uma pequena imprecisão no cálculo dos custos de adaptação, devido à dupla contagem de uma parcela da energia não suprida por interrupção quando o sistema está racionando energia. Como se observa na Figura 7.21, a área cinza ao longo da curva de carga representa a energia não suprida por racionamento devido a uma insuficiência hidrológica, a área hachurada indica o corte de carga devido a uma falha temporária e a área mais escura mostra a parcela de energia não suprida com dupla contagem. A importância desta parcela em relação à energia racionada total é geralmente pequena e praticamente não afeta o cálculo da política de operação energética. A importância desta parcela em relação aos cálculos dos custos de interrupção pode ser significativa ou não, dependendo da profundidade e da duração da interrupção.

A solução adotada no modelo de planejamento foi ignorar a dupla contagem, uma vez que:

- o objetivo do subproblema de operação, no contexto do modelo de planejamento integrado, é estimar o custo de operação associado a uma determinada proposta de investimento e não determinar com precisão políticas de operação e de racionamento;
- a informação passada pelo módulo de operação para o módulo de investimento é conservativa e tende a reforçar os custos marginais de capacidade de geração e de interligações;

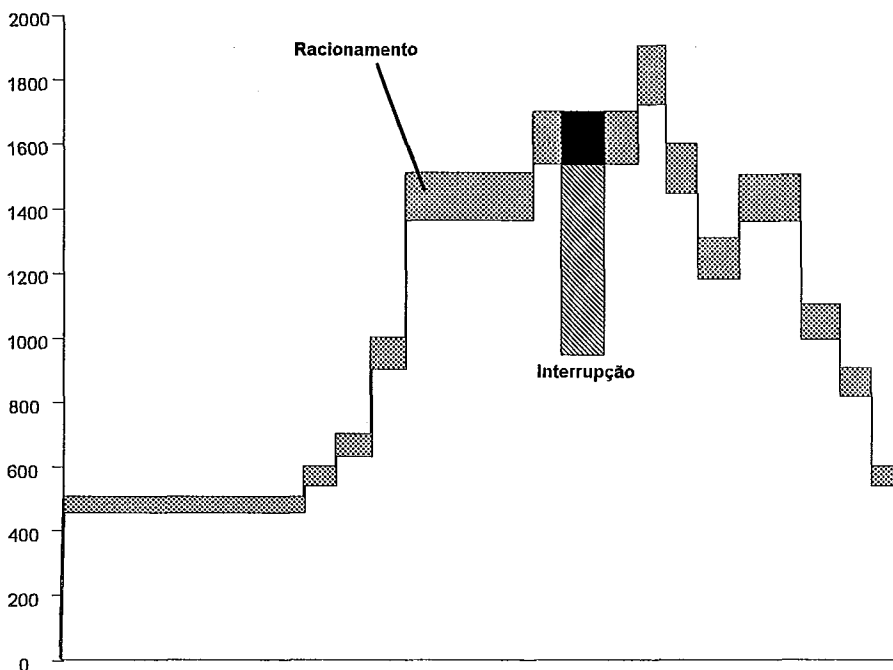


Figura 7.21 - Efeitos de Racionamentos e Interrupções

## 7.6 CONCLUSÕES

No presente capítulo, foi desenvolvida a base conceitual do modelo de planejamento integrado proposto no Capítulo 6.

O estabelecimento desta base conceitual partiu do aproveitamento da estrutura do problema de planejamento e do reconhecimento da possibilidade de aplicar o método de decomposição de Benders a este problema. Mostrou-se também como estender a formulação básica do método, determinística, para a solução de problemas estocásticos.

Em seguida, foi feita uma análise detalhada do subproblema de investimento, enfatizando a caracterização, a avaliação econômica e também as regras de decisão aplicáveis à seleção de projetos de investimento. Com base nesta análise, foi identificada e enunciada a estrutura hierárquica das decisões de investimento, como ponto de partida para futuros desenvolvimentos, no sentido de adequar a metodologia de planejamento atual às novas estruturas institucionais, conforme abordado no Capítulo 2 (item 2.3.3). Complementando a análise do subproblema de investimento, foram discutidas as possibilidades de representação das restrições financeiras e seus efeitos sobre a seleção do plano de expansão e do nível de confiabilidade ótimos.

Passou-se, em seguida, à análise do subproblema de operação, identificando-se seus componentes, sua hierarquia e a representação do sistema em cada nível hierárquico: planta, área e multiárea. Analisou-se também a representação da demanda, tanto em termos físicos quanto econômicos, a representação das incertezas operativas e seus efeitos sobre a análise das decisões de operação. Introduziu-se, neste contexto, o conceito de custo de adaptação do consumidor, que generaliza o conceito de custo do déficit e permite considerar, numa mesma estrutura conceitual, os múltiplos fenômenos que provocam falhas de suprimento. Finalizando esta análise, mostrou-se e justificou-se a possibilidade de “quebrar” o subproblema de operação em dois subproblemas, levando em conta as características físicas do sistema elétrico brasileiro.

O modelo conceitual aqui construído serve de base para a formulação matemática do modelo para planejamento integrado, apresentada no próximo capítulo, juntamente com as técnicas de solução adequadas a cada subproblema.

## 8. MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO: FORMULAÇÃO

O presente capítulo tem como objetivo a formulação matemática e detalhar os principais aspectos de solução do modelo de planejamento integrado proposto no Capítulo 6, com base nos conceitos apresentados no Capítulo 7.

Nesse sentido são definidas, para cada subproblema, as variáveis de decisão, as restrições, o método de solução adotado e derivados os cortes de Benders associados aos subproblemas de operação energética e de confiabilidade de potência.

### 8.1 FORMULAÇÃO DO SUBPROBLEMA DE INVESTIMENTO

Conforme conceituado no Capítulo 7, o subproblema de investimento objetiva definir um plano de expansão viável, ou seja, um vetor  $x$  que atende ao problema de programação inteira-mista (8.14).

Os elementos básicos do subproblema de investimento são os projetos de investimento. Os aspectos de unicidade, integralidade e de economia de escala sugerem o uso de variáveis inteiras para caracterizar os projetos de investimento. Os componentes do vetor de decisão  $x$  são variáveis inteiras binárias  $x_{it}$ , cada uma das quais corresponde à construção de uma obra (indexada por  $i$ ) num determinado ano dentro do horizonte de planejamento (indexado por  $t$ ).

Como os projetos de usinas hidroelétricas, termoeletricas e de interligações apresentam diferentes características, é conveniente vincular a cada tipo de obra um indexador específico, como indicado no Quadro 8.1. As características de cada tipo de projeto são detalhadas nas seções a seguir.

As datas de entrada de operação de cada projeto devem pertencer a um conjunto de datas viáveis dentro do horizonte de planejamento  $T$ , conforme ilustrado na Figura 8.1. Assim, cada projeto  $i$  tem uma data mais cedo  $\underline{t}_i$  e uma data mais tarde  $\bar{T}_i$ . A data de entrada em operação do projeto,  $t_i$ , deve estar compreendida no intervalo fechado  $[\underline{t}_i, \bar{T}_i]$ , que define o túnel do projeto  $i$ . Por sua vez, o túnel deve levar em conta o horizonte de planejamento, definido no intervalo  $[1, T]$ . Em síntese, o conjunto de datas viáveis deve atender à desigualdade (8.1):

$$1 \leq \underline{t}_i \leq t_i \leq \bar{T}_i \leq T \quad (8.1)$$

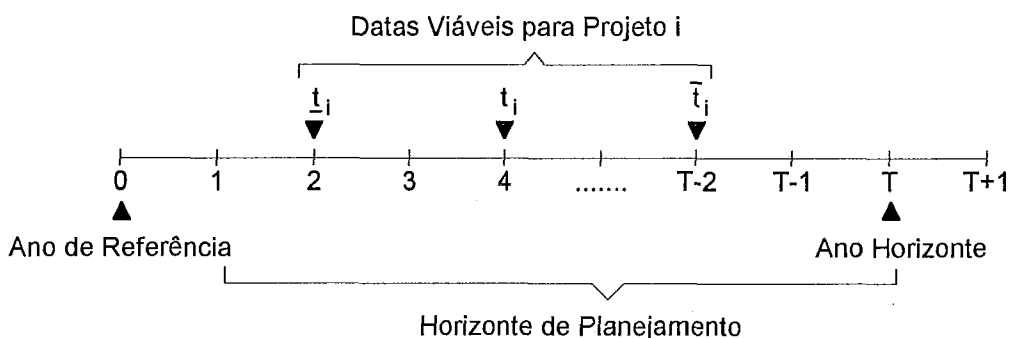


Figura 8.1 - Estrutura Temporal do Subproblema de Investimento

A configuração do sistema é definida, a cada estágio  $t$ , por um conjunto de projetos de investimento, selecionados dentro do elenco de projetos especificado pelo planejador. Assim,  $I_t$  indica o conjunto de usinas hidrelétricas existente na data  $t$ ,  $J_t$  representa o conjunto de usinas termoeletricas existentes em  $t$  e  $K_t$  simboliza as interligações construídas até  $t$ . A configuração do sistema existente corresponde ao conjunto  $S_0 = \{I_0, J_0, K_0\}$ . A configuração



final, correspondente ao ano horizonte  $T$ , é caracterizada pelo conjunto  $S_T = \{I_T, J_T, K_T\}$ . Num estágio qualquer  $t$ , a configuração do sistema corresponde ao conjunto  $S_t = \{I_t, J_t, K_t\}$ .

A cada iteração  $p$  do algoritmo de decomposição de Benders, o subproblema de investimento gera uma proposta de investimento  $x^p$ , ou seja, um conjunto de vetores  $x_t^p$ , para  $t = 1, T$ . Cada vetor  $x_t^p$ , por sua vez, é constituído de variáveis inteiras (0/1) correspondentes às decisões de investimento em usinas hidroelétricas  $x_{it}$ , em usinas termoelétricas  $x_{jt}$  e em interligações  $x_{kt}$ . A proposta de investimento  $x^p$ , junto com a configuração inicial  $S_0$ , define as configurações  $S_t$  que devem ser analisadas pelo subproblema de operação.

Para gerar uma proposta de investimento, ou seja, um plano de expansão,  $x^p$ , o subproblema de investimento deve minimizar o custo total de investimento mais uma estimativa do custo de operação, representada por  $\alpha$ . Esta estimativa inclui tanto os custos de produção quanto os custos de adaptação do consumidor a curto e longo prazos. Na primeira iteração, esta estimativa é considerada nula. Nas iterações seguintes, esta estimativa vai sendo refinada pelo acréscimo de restrições lineares adicionais (cortes de Benders), geradas pelos subproblemas de operação e de confiabilidade.

O custo de investimento é calculado com base em cronogramas de desembolsos típicos para cada tipo de projeto. Assim, para usina  $i$ , o cronograma de desembolso é representado pelo conjunto  $CD_i = \{c_{i1}, c_{i2}, \dots, c_{in}\}$ , onde  $c_{iq}$  corresponde ao  $q$ -ésimo desembolso anual do projeto  $i$ . O custo de investimento  $c_i$  corresponde ao valor atualizado de  $CD_i$ , para a data de referência escolhida. Os custos de investimento dos projetos de usinas termoelétricas  $c_j$  e de interligações  $c_k$  podem ser calculados de forma similar. Estes dados completam as características dos diversos tipos de projetos de investimento, resumidas no Quadro 8.1.

**QUADRO 8.1 - CARACTERIZAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO**

Tipo de projeto	Indexador	Plano de desembolso	Custo de investimento	Variável de decisão	Data de entrada	Datas Limites
Hidroelétrica	$i \in I$	$CD_i$	$c_i$	$x_{it}$	$t_i$	$[t_i, T_i]$
Termoelétrica	$j \in J$	$CD_j$	$c_j$	$x_{jt}$	$t_j$	$[t_j, T_j]$
Interligação	$k \in K$	$CD_k$	$c_k$	$x_{kt}$	$t_k$	$[t_k, T_k]$

O conjunto de projetos de investimento pode ainda ser particionado em dois subconjuntos disjuntos, tais que  $I = \{I_{obr} \cup I_{opc}\}$ . No caso das usinas hidroelétricas, resulta:

- projetos obrigatórios:  $i \in I_{obr}$
- projetos opcionais:  $i \in I_{opc}$

Os projetos opcionais podem ou não ser adicionados ao sistema, dependendo das necessidades do mercado, ao passo que os projetos obrigatórios devem ser adicionados, respeitando as datas limites correspondentes. Esta partição visa facilitar a representação de projetos sequenciais, projetos interdependentes, etc., além de permitir a simulação do processo de planejamento tradicional, em duas etapas: expansão de energia e expansão por ponta. A cada subconjunto é associado um grupo de restrições adequado (unicidade ou obrigatoriedade).

As restrições de integralidade se aplicam a todos os projetos. As restrições de unicidade visam assegurar que a decisão de construção de um projeto é tomada apenas numa determinada etapa do horizonte de planejamento e se aplicam aos projetos opcionais.

As restrições de obrigatoriedade faz com que os projetos correspondentes sejam implementados dentro das datas limites correspondentes. As restrições de data mais cedo e data mais tarde restringem a data de construção de projetos obrigatórios ou opcionais aos túneis associados.

Nessas condições, o subproblema de investimento correspondente à  $p$ -ésima iteração do método de Benders pode então ser formulado como segue:

$$\text{Min } z = \sum_{t=1}^T \beta_t \left( \sum_{i \in I} c_i x_{it} + \sum_{j \in J} c_j x_{jt} + \sum_{k \in K} c_k x_{kt} \right) + \alpha \quad (8.2.a)$$

sujeito a: (8.2)

- restrições de integralidade:

$$x_{it} \in \{0, 1\} \quad i \in I \quad (8.2.b)$$

$$x_{jt} \in \{0, 1\} \quad j \in J \quad (8.2.c)$$

$$x_{kt} \in \{0, 1\} \quad k \in K \quad (8.2.d)$$

- restrições de unicidade:

$$\sum_{t=1}^T x_{it} \leq 1 \quad i \in I_{opc} \quad (8.2.e)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{jt} \leq 1 \quad j \in J_{opc} \quad (8.2.f)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{kt} \leq 1 \quad k \in K_{opc} \quad (8.2.g)$$

- restrições de obrigatoriedade:

$$\sum_{t=1}^T x_{it} = 1 \quad i \in I_{obr} \quad (8.2.h)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{jt} = 1 \quad j \in J_{obr} \quad (8.2.i)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{kt} = 1 \quad k \in K_{obr} \quad (8.2.j)$$

- restrições de data mais cedo:

$$\sum_{t=0}^{\underline{t}_i-1} x_{it} = 0 \quad i \in I \quad (8.2.k)$$

$$\sum_{t=0}^{\underline{t}_j-1} x_{jt} = 0 \quad j \in J \quad (8.2.l)$$

$$\sum_{t=0}^{\underline{t}_k-1} x_{kt} = 0 \quad k \in K \quad (8.2.m)$$

- restrições de data mais tarde:

$$\sum_{t=\bar{t}_i+1}^T x_{it} = 0 \quad i \in I \quad (8.2.n)$$

$$\sum_{t=\bar{t}_j+1}^T x_{jt} = 0 \quad j \in J \quad (8.2.o)$$

$$\sum_{t=\bar{t}_k+1}^T x_{kt} = 0 \quad k \in K \quad (8.2.p)$$

- cortes de Benders:

$$\alpha = \alpha_E + \alpha_P \quad (8.2.q)$$

onde:

$$\begin{aligned} \alpha_E \geq & \bar{\alpha}_E^p + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [(-\pi_{ar}^0 EA_{a\tau-1}) \frac{\partial \gamma_{a,\tau-1}(x)}{\partial x_{it}} + (\pi_{ar}^0 EA_{ar}) \frac{\partial \gamma_{ar}(x)}{\partial x_{it}}]^h (x_{it} - x_{it}^p) + \\ & + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{ar}^1 \frac{\partial EF_{ar}(x)}{\partial x_{it}} + \pi_{ar}^2 \frac{\partial \bar{EA}_{ar}(x)}{\partial x_{it}} + \pi_{ar}^3 \frac{\partial \bar{EC}_{ar}(x)}{\partial x_{it}}]^h (x_{it} - x_{it}^p) + \\ & + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{oar}^5 \frac{\partial \bar{G}_{oar}(x)}{\partial x_{jt}}]^h (x_{jt} - x_{jt}^p) + \\ & + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{abr}^4 \frac{\partial \bar{I}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}}]^h (x_{kt} - x_{kt}^p) \end{aligned}$$

$$\text{para } p = 1, N_p \quad (8.2.r)$$

$$\begin{aligned}
\alpha_p \geq \bar{\alpha}_p^p &+ \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^{t-1} \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_i) G_i \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{g}_{at}}(h, l) \right] (x_{it} - x_{it}^p) + \\
&+ \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_i) G_i \frac{\partial EPNS^i}{\partial \bar{g}_{at}}(h, l) \right] (x_{it} - x_{it}^p) + \\
&+ \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^{t-1} \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_j) G_j \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{g}_{at}}(h, l) \right] (x_{jt} - x_{jt}^p) + \\
&+ \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_j) G_j \frac{\partial EPNS^j}{\partial \bar{g}_{at}}(h, l) \right] (x_{jt} - x_{jt}^p) + \\
&+ \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^{t-1} \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_k) F_k \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{f}_{abr}}(h, l) \right] (x_{kt} - x_{kt}^p) + \\
&+ \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_k) F_k \frac{\partial EPNS^k}{\partial \bar{f}_{abr}}(h, l) \right] (x_{kt} - x_{kt}^p)
\end{aligned}$$

(8.2.s)

$$p = 1, N_p$$

onde:

- $p$  índice de plano de expansão
- $N_p$  número corrente de planos de expansão propostos
- $\alpha$  estimativa do custo total de operação e de confiabilidade
- $\alpha_E$  estimativa do custo de operação energética
- $\alpha_p$  estimativa do custo de interrupções de suprimento
- $\bar{\alpha}_E^p$  valor esperado do custo de operação para o plano de expansão  $p$
- $\bar{\alpha}_p^p$  valor esperado do custo de interrupção para o plano de expansão  $p$

O subproblema de investimento 8.2 constitui um problema de programação inteira mista de grande porte, que pode ser resolvido por técnicas de *branch-and-bound* convencionais. Na implementação do modelo de planejamento integrado, foi adotado o *software* ZOOM.

## 8.2 FORMULAÇÃO DO SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO

### 8.2.1 Ativação dos Projetos de Investimento

Dada uma decisão de investimento  $x^p$ , fica definida, no início de cada estágio de decisão dentro do horizonte de planejamento, a capacidade instalada em usinas e interligações. Como as variáveis de decisão são discretas e estão relacionadas à decisão (construir/não construir) num dado período  $t$ , e a capacidade instalada, uma vez decidida, é contínua no período de  $t$  até o ano horizonte, é necessário definir uma variável de decisão auxiliar  $\sigma_{it}$  para ativar cada projeto de investimento, na data determinada pelo plano de expansão corrente. No caso de um projeto de usina hidráulica, tem-se:

$$\sigma_{it} = \sum_{\tau=1}^t x_{i\tau} \quad (8.3.a)$$

$$\text{resultando } \sigma_{it} = \begin{cases} 1 & \text{se a hidroelétrica } i \text{ já está construída na etapa } t \\ 0 & \text{em caso contrário} \end{cases}$$

Como definido,  $\sigma_{it}$  pode ser interpretado como um operador (função degrau) que ativa o projeto  $i$  na data definida pelo plano, através da agregação temporal das variáveis de decisão  $x_{it}$  associadas a cada projeto  $i$ . Numa formulação linear,  $x_{it}$  indicaria a fração da usina  $i$  já construída na etapa  $t$ . No caso de usinas hidráulicas, a agregação deve ser considerada tanto na determinação da capacidade de armazenamento quanto na de turbinamento, como segue:

$$v_{it} \leq \bar{v}_i \sigma_{it} \quad i \in I \quad (8.3.b)$$

$$u_{it} \leq \bar{u}_i \sigma_{it} \quad i \in I \quad (8.3.c)$$

As usinas hidroelétricas existentes ( $i \in I_0$ ) devem ser “ativadas” no instante  $t = 1$ , o que equivale a fazer  $x_{i1} = 1$ , resultando  $\sigma_{it} = 1$  para  $t = 1, T, i \in I_0$ , ou seja:

$$v_{it} \leq \bar{v}_i \quad i \in I_0 \quad (8.3.d)$$

$$u_{it} \leq \bar{u}_i \quad i \in I_0 \quad (8.3.e)$$

Logo, fazer  $x_{i1} = 1$  torna (8.3.d) e (8.3.e) casos particulares de (8.3.b) e (8.3.c), respectivamente, ou seja, usinas existentes podem ser tratadas como “projetos de investimento” obrigatórios de custo nulo, ativados no instante  $t = 1$ . Esta convenção, adotada nas seções a seguir, evita escrever diferentes equações para usinas existentes e para projetos de investimento, simplificando a formulação e facilitando o entendimento do modelo matemático.

Para os projetos termoeletricos, pode-se definir, de forma similar:

$$\sigma_{jt} = \sum_{\tau=1}^t x_{j\tau} \quad (8.4.a)$$

$$\text{resultando } \sigma_{jt} = \begin{cases} 1 & \text{se a termoeletrica } j \text{ já está construída na etapa } t \\ 0 & \text{em caso contrário} \end{cases}$$

Neste caso, a capacidade “latente” da unidade termoeletrica  $j$  é ativada a partir da data  $t$ , ou seja:

$$g_{jt} \leq \sigma_{jt} \bar{g}_j \quad j \in J \quad (8.4.b)$$

Também neste caso, unidades pertencentes à configuração inicial  $S_0$  podem ser modeladas fazendo-se  $x_{j1} = 1$ , resultando  $\sigma_{jt} = 1$  para  $t = 1, T, j \in J_0$ , ou seja:

$$g_{jt} \leq \bar{g}_j \quad j \in J_0 \quad (8.4.c)$$

De forma similar, para o projeto de reforço de interligação  $k$ , resulta:

$$\sigma_{kt} = \sum_{\tau=1}^t x_{k\tau} \quad (8.5.a)$$

$$\text{ou seja: } \sigma_{kt} = \begin{cases} 1 & \text{se o reforço de interligação } k \text{ já está construído na etapa } t \\ 0 & \text{em caso contrário} \end{cases}$$

Se o projeto  $k$  está associado à implementação de uma nova interligação singela (um único circuito)  $T_{ab}$  entre as áreas  $a$  e  $b$  resulta:

$$f_{abt} \leq \bar{f}_k \sigma_{kt} \quad k \in K \quad (8.5.b)$$

No caso de interligações múltiplas, as capacidades dos reforços em cada estágio devem ser somadas à capacidade existente no estágio anterior. No caso de uma interligação  $T_{ab}$  entre as áreas  $a$  e  $b$ , a implementação de um reforço resulta em:

$$f_{abt} \leq \bar{f}_{ab,t-1} + \bar{f}_k \sigma_{kt} \quad k \in K_{ab} \quad (8.5.c)$$

onde:

$\bar{f}_k$  capacidade do projeto de reforço de interligação  $k \in K_{ab}$

$K_{ab}$  conjunto de projetos de reforço associados à interligação  $T_{ab}$

$\bar{f}_{abt}$  capacidade de intercâmbio da interligação  $T_{ab}$  no estágio  $t$

De um modo geral, designando-se por  $\bar{f}_{ab,0}$  a capacidade inicial da interligação  $T_{ab}$  tem-se:

$$f_{abt} \leq \bar{f}_{ab,0} + \sum_{k \in K_{ab}} \sigma_{kt} \bar{f}_k \quad (8.5.d)$$

Incorporando-se a capacidade inicial da interligação ao conjunto  $K_{ab}$ , tem-se:

$$f_{abt} \leq \sum_{k \in K_{ab}} \sigma_{kt} \bar{f}_k \quad (8.5.e)$$

onde  $\bar{f}_{ab,0} \in K_{ab}$

Formulação semelhante (função escada) pode ser adotada, quando necessário, para representar acréscimos de capacidade em usinas existentes, ou então para separar decisões quanto à construção de reservatórios e motorização por etapas de novas usinas hidroelétricas. No caso de usinas termoelétricas, esta formulação permitiria representar a implantação de ciclos combinados, tanto em usinas existentes quanto em novas usinas.

## 8.2.2 Atualização do Modelo do Sistema Agregado

A cada iteração do método de Benders, o subproblema de investimento gera um plano de expansão  $x$ , ou seja, um cronograma de usinas hidro e termoelétricas e de interligações. Estas alterações afetam a topologia do sistema gerador, a qual deve ser atualizada para refletir a ativação dos projetos de investimento propostos no plano. No caso de usinas termoelétricas e interligações, as alterações se restringem ao aumento dos limites de capacidade correspondentes. No caso de usinas hidroelétricas, as mudanças de configuração afetam não só a

capacidade instalada, mas também o valor energético do estoque hidráulico, dependendo do tipo e da posição relativa das usinas incluídas na configuração hidroelétrica.

### 8.2.2.1 Atualização do Sistema Equivalente

Como as decisões de investimento em usinas e interligações são individualizadas e o subproblema de operação representa o sistema hidroelétrico de forma agregada, os limites superiores da energia armazenada, da energia controlável e da energia a fio d'água também devem ser atualizados, de acordo com o plano de expansão fornecido pelo subproblema de investimento. Para melhor representar esses efeitos, convém identificar, inicialmente, os vários conjuntos relevantes para caracterização do modelo equivalente de um sistema hidroelétrico:

- Conjunto de usinas do sistema:

$$U = R \cup F \quad (8.6.a)$$

- Conjunto de usinas com reservatório:

$$R = \{m \mid \bar{V}_m > 0\} \quad (8.6.b)$$

- Conjunto de usinas a fio d'água:

$$F = \{n \mid \bar{V}_n = 0\} \quad (8.6.c)$$

- Conjunto de usinas a jusante da usina  $i$ :

$$J_i = \{m \mid m \text{ está a jusante de } i\}, i \in R, m \in U \quad (8.6.d)$$

- Conjunto de usinas a fio d'água a jusante do reservatório  $i$ :

$$S_i = \{m \mid m \text{ está a jusante de } i\}, i \in R, m \in F \quad (8.6.e)$$

- Conjunto de reservatórios a montante da usina a fio d'água  $i$ :

$$T_i = \{m \mid m \text{ está a montante de } i\}, i \in F, m \in R \quad (8.6.f)$$

A importância e o significado destes conjuntos decorre das seguintes observações:

- O conjunto  $J_i$ , de índices de usinas de qualquer tipo a jusante de cada usina com reservatório  $i$ , é relevante para o cálculo e atualização da energia armazenável máxima ( $\overline{EA}$ ) do sistema equivalente.
- O conjunto  $S_i$ , de usinas a fio d'água a jusante de cada reservatório, contém os índices das usinas potencialmente controláveis pelo reservatório  $i$  e é fundamental para o cálculo e atualização da energia controlável ( $\overline{EC}$ ) do sistema equivalente.
- O conjunto  $T_i$ , de usinas com reservatório a montante de cada usina a fio d'água, contém os índices das usinas com reservatório potencialmente controladoras da usina a fio d'água  $i$ , e é instrumental para o cálculo e atualização da energia a fio d'água ( $\overline{EF}$ ) do sistema equivalente.

A identificação precisa das usinas controladoras e controladas requer o conhecimento do plano de expansão, que define a configuração do sistema em cada estágio dentro do horizonte de planejamento. Uma vez definido o plano de expansão, procede-se à ativação dos projetos de investimento, conforme descrito no item anterior. A ativação dos projetos de usinas hidráulicas determina então a configuração do sistema hidráulico e permite a atualização do sistema equivalente de acordo com as fórmulas de agregação descritas no Capítulo 7, como mostrado a seguir.

$$\overline{EA}_{at}(x) = \sum_{i \in R_a} \sigma_{it} \overline{V}_i (\rho_i + \sum_{m \in J_i} \sigma_{mt} \rho_m) \quad (8.7.a)$$

$$\overline{EC}_{at}(x) = \sum_{i \in R_a} \sigma_{it} AN_{it} (\rho_i + \sum_{m \in S_i} \xi_{im} \sigma_{mt} \rho_m) \quad (8.7.b)$$

$$\overline{EF}_{at}(x) = \sum_{i \in F_a} \sigma_{it} \rho_i (AN_{it} - \sum_{m \in T_i} \xi_{mi} \sigma_{mt} AN_{mt}) \quad (8.7.c)$$

onde:

$i$  índice de usina hidroelétrica

$a$  índice de região

$t$  índice de etapa de operação

$U_a$  conjunto de usinas da região  $a$

$R_a$  conjunto de reservatórios da região  $a$

$F_a$  conjunto de usinas a fio d'água da região  $a$

$J_i$  conjunto de usinas a jusante de  $i \in R_a$

$S_i$  conjunto de usinas a fio d'água a jusante de  $i \in R_a$

$T_i$  conjunto de reservatórios a montante de  $i \in F_a$

$$\xi_{im} = \prod_{n \in J_{im}} (1 - \sigma_{in}) \quad (8.7.d)$$

$$J_{im} = \{n \mid n \in R \cap J_i\}, i \in R, m \in R \quad (8.7.e)$$

O fator  $\xi_{im}$  pode ser interpretado como um operador que define usinas controladas ou controladoras de  $i$ , em função do plano de expansão  $x$  fornecido pelo subproblema de investimento. Assim,  $\xi_{im}$  tem efeitos distintos, dependendo do tipo de usina e de sua localização no sistema hidroelétrico, como mostrado a seguir:

- Se  $i$  representa uma usina com reservatório,  $\xi_{im}$  define o conjunto  $N_i \supseteq S_i$  de usinas a fio d'água entre  $i$  e o próximo reservatório  $m$  a jusante de  $i$ , ou seja, o conjunto de usinas a fio d'água controladas pelo reservatório  $i$ :

$$N_i = \{n \mid n \text{ está a jusante de } i \text{ e a montante de } m\}, n \in F, i \in R, m \in R \quad (8.7.f)$$

- Se  $i$  representa uma usina a fio d'água,  $\xi_{mi}$  define o conjunto  $M_i \supseteq T_i$  de reservatórios imediatamente a montante de  $i$ , ou seja, o conjunto de reservatórios controladores de  $i$ :

$$M_i = \{m \mid m \text{ está imediatamente a montante de } i\}, i \in F, m \in R \quad (8.7.g)$$

Um aspecto interessante, nesta formulação, é que todos os conjuntos relevantes para o cálculo e atualização do modelo a sistema equivalente podem ser obtidos pela aplicação do operador  $\xi_{im}$  à topologia completa do sistema hidroelétrico de cada região, ou seja, à configuração que inclui todas as usinas existentes e todos os projetos de investimento associados a usinas hidroelétricas. Isto torna desnecessário o registro e atualização de configurações intermediárias do sistema hidroelétrico, o que simplifica a entrada e o gerenciamento de dados do modelo.





### 8.2.2.2 Atualização da Energia Armazenada

A entrada em operação de uma nova usina hidroelétrica afeta o valor energético do estoque de água remanescente do período de operação anterior, pois a água armazenada nos reservatórios a montante da nova usina poderá ser turbinada também nesta usina. A única exceção corresponde à entrada em operação de uma usina hidroelétrica de qualquer tipo na cabeceira de um rio, que não altera a energia armazenada do sistema.

A entrada em operação de uma nova usina provoca portanto uma descontinuidade no valor da energia armazenada do sistema, de forma similar ao que ocorre com a energia armazenável máxima, derivada na seção anterior. Esta descontinuidade pode ser modelada através de um fator de correção  $\gamma_{at}(x)$ , que representa o ganho de energia armazenada na área  $a$  e no estágio  $t$ , em função da energia armazenada neste estágio e da decisão de investimento  $x$ . Este fator de correção é definido a seguir:

$$\gamma_{at}(x) = \frac{\overline{EA}_{at}(x) + \Delta \overline{EA}_{a,t+1}(x)}{\overline{EA}_{at}(x)} \quad (8.8.a)$$

onde:

$$\Delta \overline{EA}_{t+1}(x) = \sum_{i \in I_a} x_{i,t+1} \rho_i \left( \sum_{m \in T_i} \sigma_{mt} \overline{V}_m \right) \quad (8.8.b)$$

$I_a$  conjunto de projetos de investimento hidroelétricos da área  $a$

$x_{i,t+1}$  variável de decisão associada ao projeto de investimento hidroelétrico  $i$

$\rho_i$  produtividade da usina hidroelétrica  $i$

$T_i$  conjunto de reservatórios a montante de  $i$

$\sigma_{mt}$  operador que define o estado do projeto de investimento  $m$  no estágio  $t$

$\overline{V}_m$  volume máximo do reservatório  $m$  no estágio  $t$

### 8.2.2.3 Atualização da Capacidade das Classes Térmicas

A capacidade máxima de geração da classe térmica  $o$  da área  $a$  na etapa  $t$  é dada por:

$$\overline{G}_{oat} = \sum_{j \in J \cap O_a} \sigma_{jt} \overline{g}_j \quad (8.9)$$

onde:

$J \cap O_a$  conjunto de projetos de investimento da classe térmica  $o$  na região  $a$

$\overline{g}_j$  capacidade máxima de geração do projeto de investimento termoelétrico  $j$

### 8.2.2.4 Atualização da Capacidade das Interligações

A capacidade máxima de intercâmbio entre as áreas  $a$  e  $b$  na etapa  $t$  é dada por:

$$\overline{I}_{abt} = \sum_{k \in K_{ab}} \sigma_{kt} \overline{f}_k \quad (8.10)$$

onde:

$K_{ab}$  conjunto de projetos de reforço da interligação  $T_{ab}$

$\overline{f}_k$  capacidade de transferência incremental do projeto  $k \in K_{ab}$

### 8.2.3 Formulação do Subproblema de Operação

O subproblema de operação energética visa estabelecer metas de geração para usinas térmicas e hidroelétricas, de modo a minimizar o valor atualizado do custo de operação, composto por custos de combustíveis e por penalidades associadas aos déficits de energia, associados a uma térmica fictícia com capacidade infinita. Nessas condições, o subproblema de operação pode ser formulado como segue:

$$w_E = \text{Min} \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} \beta_t \sum_{o \in O_a} c_{oa} G_{oat} \quad (8.11.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (8.11)$$

$$EA_{a,t+1} = \gamma_{at}(x) EA_{at} + EC_{at} - ET_{at} \quad (8.11.b)$$

$$ET_{at} + \sum_{o \in O_a} G_{oat} + \sum_{b \in \Omega_a} [I_{bat} - I_{abt}] + EF_{at} = D_{at} \quad (8.11.c)$$

$$EA_{a,t+1} \leq \overline{EA}_{a,t+1}(x) \quad (8.11.d)$$

$$EC_{at} \leq \overline{EC}_{at}(x) \quad (8.11.e)$$

$$0 \leq I_{abt} \leq \overline{I}_{abt}(x) \quad (8.11.f)$$

$$0 \leq G_{oat} \leq \overline{G}_{oat}(x) \quad (8.11.g)$$

onde:

$A$  conjunto de áreas do sistema interligado

$T$  horizonte de planejamento (em etapas de operação)

$\beta_t$  taxa de atualização

$O_a$  conjunto de classes térmicas da área  $a$

$c_{oa}$  custo incremental de operação da classe térmica  $o$  da área  $a$

$G_{oat}$  geração da classe térmica  $o$  da área  $a$  na etapa  $t$

$EA_{at}$  energia armazenada na área  $a$  na etapa  $t$

$\gamma_{at}(x)$  fator de atualização da energia armazenada pela inclusão de usinas em  $t+1$

$EC_{at}$  energia afluente controlável à área  $a$  na etapa  $t$

$ET_{at}$  energia turbinada pelo reservatório equivalente da área  $a$  na etapa  $t$

$\Omega_a$  conjunto de áreas diretamente ligadas à área  $a$

$I_{abt}$  fluxo de energia da área  $a$  para a área  $b$  na etapa  $t$

$EF_{at}$  energia a fio d'água da área  $a$  na etapa  $t$

$D_{at}$  demanda líquida (incluídas as perdas) na área  $a$  na etapa  $t$

$x$  vetor de variáveis de decisão de investimento

### 8.2.4 Algoritmo de Solução

O problema 8.11 é um problema de programação linear e poderia ser resolvido da forma tradicional, com apoio de programas padrão de programação linear. No entanto, a estrutura de rede do problema (vide Figura 8.3) permite sua solução através de algoritmos especializados, ou seja, um algoritmo de fluxo de custo mínimo em redes capacitadas com ganho. Para isso, é necessário interpretar as variáveis e restrições do problema 8.11 em termos das variáveis e restrições associadas àqueles algoritmos, como se mostra a seguir.

Num problema de fluxo em redes capacitadas, a rede é composta por um conjunto de nós e de um conjunto de pares ordenados de nós (arcos). A cada arco estão associadas as seguintes magnitudes:

- (a) o custo incremental
- (b) os limites mínimo e máximo do fluxo no arco
- (c) o ganho, fator que multiplica o fluxo que passa pelo arco

Na estrutura de rede que modela o subproblema de operação, cada área  $a$  é representada por dois nós:

- (a)  $R_{at}$  - reservatório equivalente
- (b)  $D_{it}$  - demanda agregada

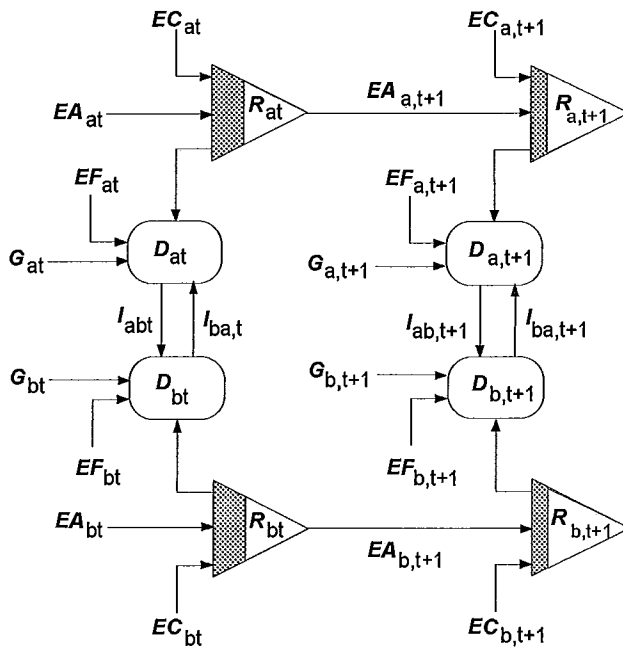


Figura 8.3 - Modelo de Fluxo em Rede para o Subproblema de Operação

A Figura 8.3 esquematiza a rede utilizada para representar o subproblema de operação do sistema ao longo das etapas. As variáveis e restrições pertinentes ao problema 8.9 são interpretadas como segue:

- A equação de conservação de energia (8.11.b) é representada pela equação de conservação de fluxo no nó  $R_{at}$ .
- A equação de atendimento à demanda (8.11.c) corresponde à conservação de fluxos no nó  $D_{it}$ . A energia a fio d'água é subtraída do mercado até no máximo anulá-lo, sendo o valor

resultante a demanda líquida da área  $a$  na etapa  $t$ , cujo atendimento é garantido por uma térmica fictícia de capacidade infinita, que supre eventuais déficits.

- A interligação entre as áreas  $a$  e  $b$  é representada por um arco cujo fluxo pode ser positivo ou negativo, dependendo das necessidades de intercâmbio.
- Todos os arcos tem ganho igual a 1, com exceção dos arcos que representam a energia armazenada  $EA_{it}$ , cujo ganho é  $\gamma_{it}(x)$ , conforme definido anteriormente. Este ganho representa o coeficiente de energia armazenada  $EA_{it}$ , na equação de conservação de energia.

A solução do problema assim formulado consiste em determinar um fluxo tal que as capacidades dos arcos e as equações de conservação de fluxo em cada nó sejam atendidas e o custo total seja mínimo. Conforme citado no início deste item, uma característica interessante desta formulação é permitir a utilização de algoritmos especializados e muito eficientes.

A principal vantagem desta formulação é que permite a utilização de algoritmos especializados e muito eficientes, como por exemplo o desenvolvido pelo Cepel com base nas propostas de Kennington e Helgason [KeH80].

No processo de solução, o subproblema de operação é resolvido para cada proposta de investimento  $x$ , determinando a operação ótima do sistema (minimização dos custos de operação e de déficit) para todo o horizonte de planejamento, a partir de um estado inicial dado. As afluências são supostas conhecidas e o mercado é obtido aplicando-se fatores de sazonalidade mensais às demandas de cada estágio de decisão dentro do horizonte de planejamento. Os aspectos estocásticos são considerados através de cenários hidrológicos informados. Para cada cenário, calcula-se o custo médio, dividindo-se o custo ótimo pelo número de períodos de operação. Os valores esperados são calculados multiplicando-se os custos médios pela probabilidade de ocorrência de cada série hidrológica.

Dois aspectos importantes devem ser observados na implementação e aplicação do modelo descrito: a extensão do período de análise e a seleção das séries hidrológicas.

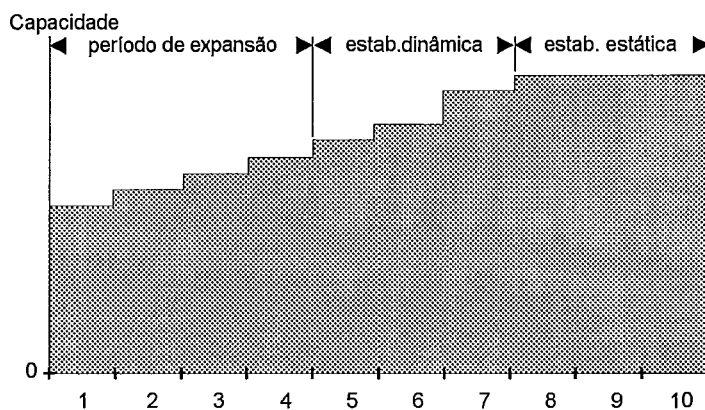


Figura 8.4 - Extensão do Horizonte de Análise

A extensão do período de análise deve levar em conta não só a vida útil dos projetos de investimento, mas também um intervalo razoável para estabilizar o processo de expansão. A prática atual é tomar um horizonte de planejamento igual a pelo menos o dobro do tempo de construção dos projetos de investimento considerados. Depois de estabilizar a expansão, é usual, também, estender o horizonte de análise do subproblema de operação para estabilizar os custos de operação do sistema. Neste período, a operação do sistema é feita considerando constante tanto a configuração do sistema quanto o mercado, a menos da sazonalidade. A Figura 8.4 ilustra este ponto.

Na seleção das séries hidrológicas, deve-se considerar que os custos de operação do sistema são determinados, em sua maior parte, pelos períodos hidrológicos adversos, ilustrado na Figura 8.5. Isto significa que as séries escolhidas devem incluir tanto os meses de sequências mais baixas quanto os meses de afluições mais altas que sejam insuficientes para recuperar o armazenamento do sistema. Como as decisões de expansão são baseadas na comparação entre custos de operação e de investimento, é importante selecionar as sequências hidrológicas de modo que os períodos críticos coincidam com diferentes períodos de expansão.

Um outro aspecto a considerar, na seleção e ponderação das sequências hidrológicas, é a possibilidade de subestimar os custos de operação, o que pode levar à redução do nível de investimentos necessário. Este efeito pode ser atenuado por meio da utilização de um maior número de sequências hidrológicas e/ou pelo ajuste do peso de cada cenário hidrológico no cálculo do custo operativo médio. Este ajuste pode ser feito comparando-se os resultados do custo de operação obtido com o modelo proposto com o custo de operação calculado por meio de um modelo de simulação baseado em programação dinâmica estocástica.

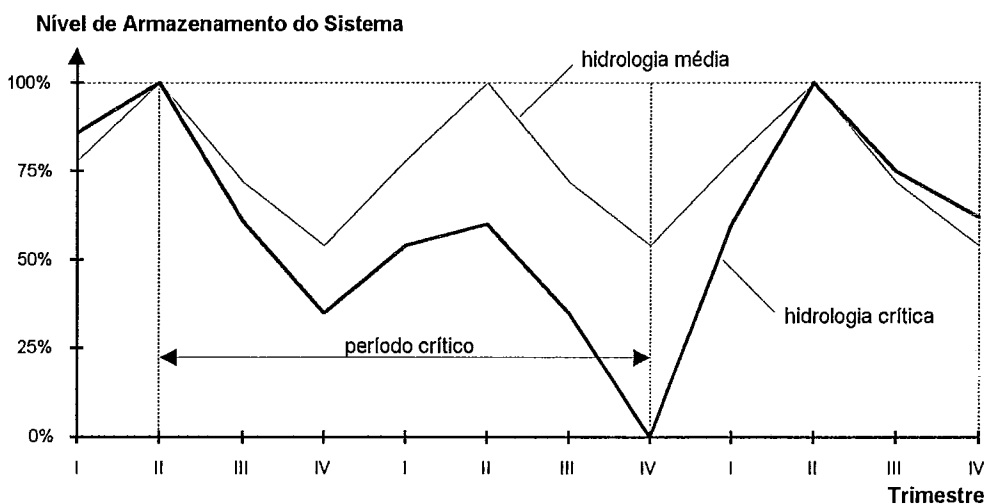


Figura 8.5 - Seleção das Sequências Hidrológicas

Uma outra possibilidade, neste sentido, é o uso de técnicas de agrupamento (clustering) de séries hidrológicas, já empregadas em estudos de confiabilidade de geração. Neste caso, várias sequências hidrológicas com características similares são representadas por uma única sequência “típica”, o que reduz substancialmente o esforço computacional, com pequena perda de precisão no cálculo dos custos de operação. Finalmente, uma abordagem mais precisa consistiria em empregar um modelo de programação dinâmica estocástica, com maior esforço computacional, o que recomendaria seu uso apenas em estudos de expansão a médio e curto prazos.

### 8.2.5 Obtenção do Corte de Benders

Os cortes de Benders são gerados a partir das variáveis duais correspondentes às restrições que acoplam as variáveis inteiras do subproblema de investimento com as variáveis contínuas do subproblema de operação. As variáveis duais correspondentes a estas restrições podem ser calculadas diretamente a partir da definição:

$$\text{Variável dual} = \frac{\partial(\text{função objetivo})}{\partial(\text{lado direito da restrição})}$$

Para facilitar a derivação dos cortes de Benders, é conveniente reescrever o subproblema de operação (8.11) de maneira simplificada, em função da decisão de investimento  $x^p$ , como segue:

$$\alpha(x^p) = \text{Min } dy \quad (8.12.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (8.12)$$

$$F(x^p) y \geq h - E(x^p) x^p \quad (8.12.b)$$

$$y \geq 0 \quad (8.12.c)$$

Conforme mostrado no item 7.3, o corte de Benders representa uma aproximação da função linear convexa  $\alpha(x)$ , obtida através de uma expansão de Taylor em torno do ponto  $x = x^p$ , como segue:

$$\alpha(x) \geq \alpha(x^p) + \left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} (x - x^p) \quad (8.13)$$

A derivada de  $\alpha(x)$  em relação a  $x$  no ponto  $x = x^p$  é dada por:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} = \left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H(x)} \frac{\partial H(x)}{\partial x} + \frac{\partial \alpha(x)}{\partial F(x)} \frac{\partial F(x)}{\partial x} \right) \Big|_{x=x^p} \quad (8.14)$$

onde  $H(x) = h - E(x) x$  corresponde ao lado direito das restrições (8.12.b).

Usando os conceitos de programação linear, sabe-se que a derivada da função objetivo  $\alpha(x)$  em relação aos limites dos recursos é dada por  $\pi^p$ , o vetor de variáveis duais associados à solução ótima. Assim, tem-se:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^p} = \pi^p \quad (8.15)$$

Pode-se mostrar, por outro lado, que a derivada da função objetivo  $\alpha(x)$  em relação à matriz de coeficientes  $F(x)$  das restrições (8.12.b) é dada por:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial F(x)} \right|_{x=x^p} = -\pi^p y^p \quad (8.16)$$

onde  $y^p$  representa a solução ótima de (8.12) para  $x = x^p$ .

Resulta daí, portanto:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} = \pi^p \left. \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} - \pi^p y^p \left. \frac{\partial F(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} \quad (8.17)$$

Cabe agora derivar as expressões das derivadas do lado direito da equação (8.17), considerando o conjunto de restrições (8.11.b) a (8.11.g), reescrito a seguir na forma (8.18.a) a (8.18.f), que coloca em evidência tanto os recursos que dependem da decisão de investimento  $x$ , quanto as variáveis duais associadas a cada restrição.

$$EA_{a,t+1} - EC_{at} + ET_{at} = \gamma_{at}(x) EA_{at} \quad \pi^0 \quad (8.18.a)$$

$$ET_{at} + \sum_{o \in O_a} G_{oat} + \sum_{b \in \Omega_a} [I_{bat} - I_{abt}] = D_{at} - EF_{at}(x) \quad \pi^1 \quad (8.18.b)$$

$$EA_{a,t+1} \leq \bar{EA}_{a,t+1}(x) \quad \pi^2 \quad (8.18.c)$$

$$EC_{at} \leq \bar{EC}_{at}(x) \quad \pi^3 \quad (8.18.d)$$

$$0 \leq I_{abt} \leq \bar{I}_{abt}(x) \quad a, b \in A \quad \pi^4 \quad (8.18.e)$$

$$0 \leq G_{oat} \leq \bar{G}_{oat}(x) \quad o \in O_a \quad \pi^5 \quad (8.18.f)$$

Os recursos que dependem de  $x$ , no caso, são constituídos pela energia armazenada máxima, pela energia controlável máxima, pela energia a fio d'água, pelas capacidades instaladas em geração térmica e interligações. O multiplicador  $\gamma_{at}(x)$ , embora não constitua um recurso, também é influenciado pela decisão de investimento  $x$ , o que justifica a sua inclusão no corte de Benders.

A equação (8.19) ilustra esta dependência, expressando a derivada parcial de  $\alpha$  com relação a  $x$  tanto em função da derivada de  $H(x)$ , que corresponde aos recursos tradicionais, quanto da derivada dos coeficientes  $\gamma_{at}(x)$ , que atualizam a energia armazenada no sistema equivalente em função da decisão de investimento  $x^p$ . Sintetizando, resulta:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} = \left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma(x)} \frac{\partial \gamma(x)}{\partial x} + \sum_{q=1}^5 \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^q(x)} \frac{\partial H^q(x)}{\partial x} \right) \Big|_{x=x^p} \quad (8.19)$$

onde  $H^q(x)$  representa o lado direito das restrições (8.18.a) a (8.18.f)

No que segue, são analisadas as contribuições das derivadas parciais de (8.19), visando à posterior construção do corte de Benders.

### 8.2.5.1 Contribuição de $\gamma_{at}(x)$

A primeira parcela do segundo termo de (8.19) pode ser derivada com base nas seguintes observações:

- De (8.16), tem-se que a derivada da função objetivo  $\alpha$  em relação a  $\gamma_{at}(x)$  é dada por:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma_{at}(x)} = -\pi_{at}^0 EA_{at} \quad (8.20)$$

onde  $\pi_{at}^0$  é variável dual associada à equação (8.18.a) para a área  $a$  na etapa  $t$ .



- Das equações (8.8.a) e (8.8.b), sintetizadas na relação (8.21), depende-se que a variável  $x_{it}$  participa da expressão de  $\gamma_{it}$  para  $\tau = t-1, \dots, T$ ;

$$\gamma_{at}(x) = 1 + \frac{1}{\overline{EA}_{at}} \sum_{i \in I_a} x_{i,t+1} \rho_i \left( \sum_{m \in T_i} \sigma_{mt} \overline{V}_m \right) \quad (8.21)$$

- Da observação anterior, pode-se escrever que:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma(x)} \frac{\partial \gamma(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t-1}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma_{a\tau}(x)} \frac{\partial \gamma_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.22)$$

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma(x)} \frac{\partial \gamma(x)}{\partial x} \right) = \frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma_{a,t-1}(x)} \frac{\partial \gamma_{a,t-1}(x)}{\partial x_{it}} + \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma_{a\tau}(x)} \frac{\partial \gamma_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.23)$$

- Combinando (8.20) e (8.23), resulta (8.24):

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial \gamma(x)} \frac{\partial \gamma(x)}{\partial x} \right) = -(\pi_{at}^0 \overline{EA}_{at-1}) \frac{\partial \gamma_{a,t-1}(x)}{\partial x_{it}} + \sum_{\tau=t}^T (\pi_{a\tau}^0 \overline{EA}_{a\tau}) \frac{\partial \gamma_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.24)$$

onde:

$$\frac{\partial \gamma_{a,t-1}(x)}{\partial x_{it}} = \frac{\rho_i}{\overline{EA}_{a,t-1}(x)} \left( \sum_{m \in T_i} \sigma_{m,t-1} \overline{V}_m \right) \quad (8.25)$$

$$\frac{\partial \gamma_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} = \frac{1}{[\overline{EA}_{a,t-1}(x)]^2} \left( \overline{EA}_{a\tau}(x) \left( \sum_{m \in I_a} x_{m,\tau} \rho_m \overline{V}_m \right) + \Delta \overline{EA}_{a\tau}(x) \frac{\partial \overline{EA}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \right) \quad (8.26)$$

para  $\tau = t, \dots, T$

### 8.2.5.2 Contribuição de $EF_{at}(x)$

A segunda parcela do segundo termo de (8.19) é a derivada parcial de  $\alpha$  em relação ao recurso energia a fio d'água, correspondente ao lado direito da equação de atendimento à demanda (8.18.b) e expresso por  $H_{at}^1(x) = D_{at} - EF_{at}(x)$ . A derivação desta parcela se baseia nas seguintes observações:

- A expressão (8.7.c), que define  $EF_{at}(x)$ , mostra que a variável  $x_{it}$  influencia a energia a fio d'água a partir da etapa  $t$ , ou seja, em todas as etapas  $\tau = t, \dots, T$ .

$$\overline{EF}_{at}(x) = \sum_{i \in F_a} \sigma_{it} \rho_i (AN_{it} - \sum_{m \in T_i} \xi_{mi} \sigma_{mt} AN_{mt}) \quad (8.7.c)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{it}$  devido a  $H_{at}^1(x)$  é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^1(x)} \frac{\partial H^1(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^1(x)} \frac{\partial H_{a\tau}^1(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.27)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da equação de atendimento à demanda de energia, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^1(x)} = \pi_{a\tau}^1 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.28)$$

- A derivada do lado direito da equação de atendimento à demanda em relação à decisão de investimento  $x_{it}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{a\tau}^1(x)}{\partial x_{it}} = \frac{\partial EF_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.29)$$

Combinando as observações acima, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^1(x)} \frac{\partial H^1(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{a\tau}^1 \frac{\partial EF_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.30)$$

onde:

$$\frac{\partial EF_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} = \sum_{m \in F_i} \sigma_{mt} \rho_m \left[ \xi_{im} AN_{it} - \sum_{m \in T_i} \xi_{mi} \sigma_{mt} AN_{mt} \right] \text{ se } i \in R_a \quad (8.31)$$

$$\frac{\partial EF_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} = \rho_i \left[ AN_{it} - \sum_{m \in T_i} \xi_{mi} \sigma_{mt} AN_{mt} \right] \text{ se } i \in F_a \quad (8.32)$$

### 8.2.5.3 Contribuição de $\overline{EA}_{at}(x)$

A terceira parcela do segundo termo de (8.19) é a derivada parcial de  $\alpha$  em relação ao recurso  $H_{at}^2(x) = \overline{EA}_{a,t+1}(x)$ , correspondente ao lado direito da restrição de limite de energia armazenada (8.18.c). A derivação desta parcela se baseia nas seguintes observações:

- A expressão (8.7.a), que define  $\overline{EA}_{at}(x)$ , mostra que a variável  $x_{it}$  influencia o limite de energia armazenada a partir da etapa  $t$ , ou seja, em todas as etapas  $\tau = t, \dots, T$ .

$$\overline{EA}_{at}(x) = \sum_{i \in R_a} \sigma_{it} \overline{V}_i \left( \rho_i + \sum_{m \in J_i} \sigma_{mt} \rho_m \right) \quad (8.7.a)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{it}$  devido a  $H_{at}^2(x)$  é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^2(x)} \frac{\partial H^2(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^2(x)} \frac{\partial H_{a\tau}^2(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.33)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da equação de atendimento à demanda de energia, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^2(x)} = \pi_{a\tau}^2 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.34)$$

- A derivada do lado direito da restrição de energia armazenada máxima em relação à decisão de investimento  $x_{it}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{at}^2(x)}{\partial x_{it}} = \frac{\partial \overline{EA}_{at}(x)}{\partial x_{it}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.35)$$

Combinando as observações acima, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^2(x)} \frac{\partial H^2(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{a\tau} \frac{\partial \overline{EA}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.36)$$

onde:

$$\frac{\partial \overline{EA}_{at}(x)}{\partial x_{it}} = \bar{V}_i \left[ \sum_{m \in J_i} \sigma_{m\tau} \rho_m \right] + \rho_i \left[ \sum_{m \in T_i} \sigma_{m\tau} \bar{V}_m \right] \text{ se } i \in R_a \quad (8.37)$$

$$\frac{\partial \overline{EA}_{at}(x)}{\partial x_{it}} = \rho_i \left[ \sum_{m \in T_i} \sigma_{m\tau} \bar{V}_m \right] \text{ se } i \in F_a \quad (8.38)$$

#### 8.2.5.4 Contribuição de $\overline{EC}_{at}(x)$

A quarta parcela do segundo termo de (8.19) é a derivada parcial de  $\alpha$  em relação ao recurso  $H_{at}^3(x) = \overline{EC}_{at}(x)$ , correspondente ao lado direito da restrição de limite de energia controlável (8.18.d). A derivação desta parcela se baseia nas seguintes observações:

- A expressão (8.7.b), que define  $\overline{EC}_{at}(x)$ , mostra que a variável  $x_{it}$  influencia o limite de energia controlável a partir da etapa  $t$ , ou seja, em todas as etapas  $\tau = t, \dots, T$ .

$$\overline{EC}_{at}(x) = \sum_{i \in R_a} \sigma_{it} AN_{it} (\rho_i + \sum_{m \in S_i} \xi_{im} \sigma_{mt} \rho_m) \quad (8.7.b)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{it}$  através de  $H_{at}^3(x)$  é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^3(x)} \frac{\partial H^3(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^3(x)} \frac{\partial H_{a\tau}^3(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.39)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da restrição de energia controlável, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^3(x)} = \pi_{a\tau}^3 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.40)$$

- A derivada do lado direito da restrição de energia armazenada máxima em relação à decisão de investimento  $x_{it}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{a\tau}^3(x)}{\partial x_{it}} = \frac{\partial \overline{EC}_{at}(x)}{\partial x_{it}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.41)$$

Combinando as observações anteriores, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^3(x)} \frac{\partial H^3(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{a\tau} \frac{\partial \overline{EC}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.42)$$

onde:

$$\frac{\partial \overline{EC}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} = AN_{it} \left[ \rho_i + \sum_{m \in S_i} \xi_{im} \sigma_{m\tau} \rho_m \right] - \left[ \sum_{m \in T_i} \sigma_{m\tau} AN_{m\tau} \left( \sum_{n \in S_i} \xi_{ni} \sigma_{n\tau} \rho_n \right) \right] \quad i \in R_a \quad (8.43)$$

$$\frac{\partial \overline{EC}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} = \sum_{m \in T_i} \sigma_{m\tau} AN_{m\tau} \left[ \xi_{mi} \rho_n \right] \quad \text{se } i \in F_a \quad (8.44)$$

### 8.2.5.5 Contribuição de $\overline{T}_{abt}(x)$

A quinta parcela do segundo termo de (8.19), que representa a derivada parcial de  $\alpha$  em relação ao limite de intercâmbio  $H_{abt}^4(x) = \overline{T}_{abt}(x)$ , corresponde ao lado direito da restrição (8.18.e). A derivação desta contribuição se baseia nas seguintes observações:

- A expressão (8.10), que define  $\overline{T}_{abt}(x)$ , mostra que a variável  $x_{kt}$  influencia o limite de intercâmbio nas etapas  $\tau = t, \dots, T$ .

$$\overline{T}_{abt} = \sum_{k \in K_{ab}} \sigma_{kt} \overline{f}_k \quad (8.10)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{kt}$  através de  $H_{abt}^4(x)$  é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^4(x)} \frac{\partial H^4(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{abr}^4(x)} \frac{\partial H_{abr}^4(x)}{\partial x_{kt}} \quad (8.45)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da restrição de energia controlável, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{abr}^4(x)} = \pi_{abr}^4 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.46)$$

- A derivada do lado direito da restrição de energia armazenada máxima em relação à decisão de investimento  $x_{it}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{abr}^4(x)}{\partial x_{kt}} = \frac{\partial \overline{T}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.47)$$

Combinando as observações acima, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^4(x)} \frac{\partial H^4(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{abr}^4 \frac{\partial \overline{T}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} \quad (8.48)$$

onde:

$$\frac{\partial \bar{I}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} = \bar{f}_k \quad k \in K_{ab} \quad (8.49.a)$$

$$\frac{\partial \bar{I}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} = 0 \quad k \notin K_{ab} \quad (8.49.b)$$

### 8.2.5.6 Contribuição de $\bar{G}_{oat}(x)$

A quinta parcela do segundo termo de (8.19), que representa a derivada parcial de  $\alpha$  em relação à capacidade de geração térmica  $H_{at}(x) = \bar{G}_{oat}(x)$ , corresponde ao lado direito da restrição (8.18.f). A derivação desta contribuição se baseia nas seguintes observações:

- A expressão (8.9) mostra que a variável  $x_{jt}$  influencia o limite de geração térmica nas etapas  $\tau = t, \dots, T$ .

$$\bar{G}_{oat} = \sum_{j \in J \cap O_a} \sigma_{jt} \bar{g}_j \quad (8.9)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{jt}$  através de  $H_{at}^5(x)$  é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^5(x)} \frac{\partial H^5(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{oat}^5(x)} \frac{\partial H_{oat}^5(x)}{\partial x_{jt}} \quad (8.50)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da restrição de energia controlável, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{oat}^5(x)} = \pi_{oat}^5 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.51)$$

- A derivada do lado direito da restrição de energia armazenada máxima em relação à decisão de investimento  $x_{jt}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{oat}^5(x)}{\partial x_{jt}} = \frac{\partial \bar{G}_{oat}(x)}{\partial x_{jt}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.52)$$

Combinando as observações anteriores, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^5(x)} \frac{\partial H^5(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{oat}^5 \frac{\partial \bar{G}_{oat}(x)}{\partial x_{jt}} \quad (8.53)$$

onde:

$$\frac{\partial \bar{G}_{oat}(x)}{\partial x_{jt}} = \bar{g}_j \quad \text{se } j \in J \cap O_a \quad (8.54)$$

$$\frac{\partial \bar{G}_{oat}(x)}{\partial x_{jt}} = 0 \quad \text{se } j \notin J \cap O_a \quad (8.55)$$

### 8.2.5.7 Corte de Benders Condicionado

Finalmente, a expressão do corte de Benders associada ao subproblema de operação e condicionada a uma sequência hidrológica pode ser escrita como segue:

$$\begin{aligned}
 \alpha_E(x) \geq & \alpha_E(x^p) + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [(-\pi_{ar}^0 EA_{a\tau-1}) \frac{\partial \gamma_{a,\tau-1}(x)}{\partial x_{it}} + (\pi_{ar}^0 EA_{a\tau}) \frac{\partial \gamma_{ar}(x)}{\partial x_{it}}] (x_{it} - x_{it}^p) + \\
 & + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{ar}^1 \frac{\partial EF_{ar}(x)}{\partial x_{it}} + \pi_{ar}^2 \frac{\partial \overline{EA}_{ar}(x)}{\partial x_{it}} + \pi_{ar}^3 \frac{\partial \overline{EC}_{ar}(x)}{\partial x_{it}}] (x_{it} - x_{it}^p) + \\
 & + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{oar}^5 \frac{\partial \overline{G}_{oar}(x)}{\partial x_{jt}}] (x_{jt} - x_{jt}^p) + \\
 & + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{abr}^4 \frac{\partial \overline{I}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}}] (x_{kt} - x_{kt}^p) \tag{8.56}
 \end{aligned}$$

### 8.2.5.8 Corte de Benders Não-Condicionado

Considerando agora um conjunto  $H$  com  $N_h$  hidrologias equiprováveis e solucionando-se o problema de operação para cada sequência hidrológica, pode-se calcular o corte de Benders não condicionado à sequência hidrológica, dado por:

$$\begin{aligned}
 \alpha_E(x) \geq & \bar{\alpha}_E(x^p) + \\
 & + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [(-\pi_{ar}^0 EA_{a\tau-1}) \frac{\partial \gamma_{a,\tau-1}(x)}{\partial x_{it}} + (\pi_{ar}^0 EA_{a\tau}) \frac{\partial \gamma_{ar}(x)}{\partial x_{it}}] (x_{it} - x_{it}^p) + \\
 & + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{ar}^1 \frac{\partial EF_{ar}(x)}{\partial x_{it}} + \pi_{ar}^2 \frac{\partial \overline{EA}_{ar}(x)}{\partial x_{it}} + \pi_{ar}^3 \frac{\partial \overline{EC}_{ar}(x)}{\partial x_{it}}] (x_{it} - x_{it}^p) + \\
 & + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{oar}^5 \frac{\partial \overline{G}_{oar}(x)}{\partial x_{jt}}] (x_{jt} - x_{jt}^p) + \\
 & + \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T [\pi_{abr}^4 \frac{\partial \overline{I}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}}] (x_{kt} - x_{kt}^p) \tag{8.57}
 \end{aligned}$$

onde:

$\bar{\alpha}_E(x^p)$  valor esperado do custo de operação para o plano de expansão  $x^p$

$$\bar{\alpha}_E(x^p) = \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \alpha_E^h(x^p)$$

$\alpha_E^h(x^p)$  mínimo custo de operação sob hidrologia  $h$  e plano de expansão  $p$

### 8.3 FORMULAÇÃO DO SUBPROBLEMA DE CONFIABILIDADE

Dada uma plano de investimentos  $x^p$ , o objetivo do subproblema de confiabilidade consiste em determinar o valor esperado dos custos de interrupção devidos a falhas de unidades geradoras e de circuitos associados às interligações.

Os custos de interrupção podem ser calculados com o uso de modelos de confiabilidade multiárea, que permitem também avaliar índices de sensibilidade dos cortes de carga a variações nas capacidades instaladas em usinas e interligações. Com base nos valores esperados dos custos de interrupção e dos índices de sensibilidade dos cortes de carga, são construídos os cortes de Benders a serem adicionadas ao subproblema de investimento.

As diversas formulações apresentadas na literatura para o cálculo de índices de confiabilidade podem ser descritas por uma estrutura conceitual básica, subjacente a todos os modelos de confiabilidade. Esta estrutura é apresentada a seguir, juntamente com os conceitos e a notação matemática pertinentes.

#### 8.3.1 Definições Básicas e Notação Matemática

Um sistema elétrico se compõe de  $m$  elementos, tais como geradores, linhas de transmissão, transformadores e cargas, que constituem os componentes do sistema. Cada componente pode ser encontrado em um de vários estados possíveis. Um gerador, por exemplo, pode residir em dois estados:

$$\begin{cases} 0 & \text{- se o equipamento está falhado} \\ C & \text{- capacidade nominal, se o equipamento está funcionando} \end{cases}$$

Num outro exemplo, o estado de uma linha de transmissão ou de um transformador pode ser descrito pelo par [ limite de fluxo, parâmetros elétricos ]. Por sua vez, o estado de uma barra de carga pode ser representado pelo seu nível de demanda em MW. De um modo geral, portanto, o estado de um componente é definido como a máxima potência que este componente pode atingir. Embora os estados possam assumir uma infinidade de valores, assume-se, na prática, que os estados são discretos e finitos.

Uma configuração do sistema, também designada estado do sistema, é representada, em termos matemáticos, por um vetor  $\chi = (\chi_1, \chi_2, \dots, \chi_m)$ , onde  $\chi_i$  representa o estado do  $i$ -ésimo componente do sistema de potência. Se cada componente  $i$  tem  $k_i$  estados, haverá  $\prod_{i=1}^m k_i$  possíveis configurações ou estados do sistema, resultantes das combinações dos estados dos componentes. O conjunto de todas as possíveis configurações ou estados  $x$  é conhecido como espaço de estados do sistema e representado por  $X$ .

Associado a cada estado do  $i$ -ésimo componente existe uma probabilidade de ocorrência,  $P(\chi_i)$ . A transição entre estados de um componente é geralmente representada por modelos de Markov. Dado o estado de cada componente, é possível calcular a probabilidade  $P(\chi)$  do vetor de estado  $\chi$  e a taxa de transição entre vetores de estado. Dadas as distribuições de probabilidade de estado dos componentes, é possível calcular a probabilidade de ocorrência,  $P(\chi)$  de cada configuração  $\chi$ . Se as falhas dos componentes forem estatisticamente independentes,  $P(\chi)$  é dada pelo produto das probabilidades do estado de cada componente:

$$P(\chi) = \prod_{i=1}^m P(\chi_i) \quad (8.58)$$

O desempenho do sistema num estado qualquer  $\chi$  pode ser avaliado e o resultado da avaliação pode ser traduzido por funções teste  $\phi(\chi)$ . O objetivo do teste é determinar se uma configuração específica de geradores e circuitos (linhas e transformadores) é capaz de atender a um específico vetor de demandas nodais. O resultado do teste pode representar, por

exemplo, o corte de carga mínimo necessário para aliviar violações de restrições operativas (sobrecargas em circuitos, violação de limites nas tensões de barra, etc.). Esta função de corte de carga é definida como  $C(\chi)$  e seu valor depende do modelo usado na avaliação do desempenho do sistema. Assim, se  $C(\chi) = 0$ , o estado  $\chi$  do sistema é classificado como aceitável (ou de sucesso); em caso contrário,  $\chi$  é dito inaceitável (ou de falha). Pode-se definir também uma função binária  $I(\chi)$ , indicadora do corte de carga, como segue:

$$I(\chi) = \begin{cases} 0 & \text{se } C(\chi) = 0 \\ 1 & \text{se } C(\chi) > 0 \end{cases}$$

Com base nestes conceitos, podem ser calculados quaisquer índices de confiabilidade, tais como a probabilidade de perda de carga (*LOLP*) e a expectância de energia não suprida (*EENS*) de um sistema, definidas como segue:

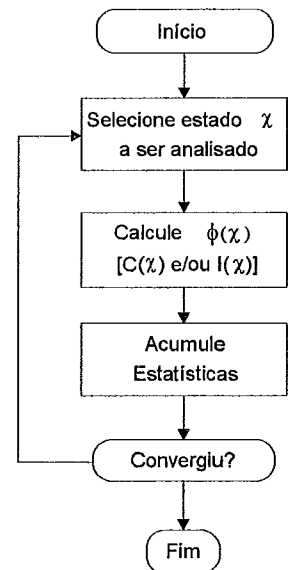
$$LOLP = \sum_{\chi \in X} I(\chi) P(\chi) \quad (8.59)$$

$$EENS = \sum_{\chi \in X} C(\chi) P(\chi) \quad (8.60)$$

### 8.3.2 Algoritmo Conceitual para Análise de Confiabilidade

Os diferentes métodos de avaliação da confiabilidade podem ser representados pelo seguinte algoritmo conceitual.

- (a) Seleciona estado  $\chi \in X$ : no problema de confiabilidade multiárea, isso corresponde a definir o nível de demanda em cada área, o estado dos equipamentos de geração e transmissão e a condição hidrológica.
- (b) Calcula  $\phi(\chi)$ : verifica se a configuração selecionada atende à demanda selecionada sem violar os limites operativos do sistema, incluindo o efeito de medidas corretivas tais como redespacho de geração e eventuais cortes de carga nas áreas.
- (c) Atualiza  $E(\phi)$ : atualiza estimativas dos índices de confiabilidade (*LOLP* e *EENS*) com base nos resultados da avaliação de desempenho do sistema no estado  $x$ .
- (d) Convergência: verifica se a precisão da estimativa dos índices está dentro das tolerâncias especificadas pelo usuário. Caso contrário, volta para (a).



Em geral, cada etapa deste algoritmo conceitual comporta várias opções de implementação, o que explica a variedade de algoritmos computacionais propostos na literatura. As principais opções disponíveis nas etapas de seleção de estados, de análise de desempenho e de cálculo dos índices de confiabilidade são discutidas a seguir, de forma sintética. Os aspectos relevantes para a análise de confiabilidade multiárea são discutidos posteriormente.

#### 8.3.2.1 Seleção de Estados

Em geral, a estimativa dos índices de confiabilidade é tanto melhor quanto maior for o número de estados de falha examinados. Por outro lado, o esforço computacional cresce com o aumento do número de estados examinados (que inclui tanto estados de sucesso quanto de falha). Surge assim a necessidade de uma solução de compromisso entre precisão e eficiência



computacional no cálculo de índices de confiabilidade. Para obter essa solução de compromisso, foram desenvolvidos diversos métodos, sob diversas designações, mas que podem ser agrupados em duas grandes categorias, quais sejam:

- Métodos de simulação (Monte-Carlo)
- Métodos de enumeração

A diferença básica entre esses métodos consiste no modo pelo qual o espaço de estados é percorrido. Nos métodos de simulação, também conhecidos por métodos de Monte Carlo, a escolha dos estados a analisar é feita através de um processo de amostragem estatística não tendenciosa, ou seja, através do sorteio do estado de cada elemento do sistema.

Na sua forma mais simples, o método de enumeração consiste em enumerar os estados  $\chi \in X$ , até exaurir o espaço de estados. Embora intuitivo e de fácil implementação, a enumeração é inviável na maior parte dos casos práticos, uma vez que o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes do vetor de estados  $\chi$ . Assim, nas implementações práticas do método, adotam-se esquemas de enumeração implícita, ou seja, enumera-se um subconjunto do espaço de estados, de acordo com algum critério de seleção pré-estabelecido, que pode se basear tanto na probabilidade quanto na severidade de cada estado, ou ainda numa combinação destes critérios [MFC84].

A enumeração termina quando a probabilidade do subconjunto dos estados não analisados é inferior a uma tolerância pré-especificada. Os métodos de enumeração são mais eficientes quando a probabilidade de falha do sistema está concentrada num pequeno número de estados, como ocorre, por exemplo, na confiabilidade de transmissão.

Outros métodos de enumeração implícita se baseiam na propriedade de coerência de um sistema: se um estado  $\chi$  conduz a falha do sistema, admite-se que todos os estados cujos componentes são “piores” que os de  $\chi$  também levam a falha. Assim, por exemplo, se a saída de um circuito, isoladamente, leva a corte de carga, é razoável supor que todas as contingências de ordem superior que incluam a falha deste circuito conduzem também a cortes de carga. Esta propriedade permite classificar todos os estados piores que  $\chi$  como estados de falha, implicitamente, ou seja, sem necessidade de analisá-los individualmente, o que viabiliza a redução do esforço computacional, com uma ressalva: a contribuição dos estados de falha não analisados para índices do tipo *EENS* não pode ser avaliada com precisão. [PeB92]

### 8.3.2.2 Análise dos Estados

A complexidade do cálculo de confiabilidade cresce exponencialmente com o número de componentes, o que requer um cuidado especial na seleção do modelo de desempenho do sistema. Os modelos utilizados para análise dos estados na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração/transmissão podem ser agrupados em três classes:

- Modelo de transporte: neste modelo, somente a primeira Lei de Kirchhoff (lei dos nós) é considerada; as restrições operativas correspondem aos limites de potência ativa nas interligações e nos geradores.
- Modelo de Fluxo de Potência Linearizado (DC): neste modelo, as duas leis de Kirchhoff (lei dos nós e lei das malhas) são consideradas; as restrições operativas correspondem aos limites de potência ativa nos ramos e nos geradores.
- Modelo de Fluxo de Potência Não Linear (AC): é a representação completa de um sistema de potência operando em regime permanente; além de representar as duas leis de Kirchhoff e limites de potência ativa, inclui limites de potência reativa e de tensão nas barras.

Embora os modelos de fluxo de potência (AC e DC) sejam modelos mais precisos, é usual, nos estudos de confiabilidade multiárea, representar-se o sistema interligado como uma rede linear multi-nodal, uma vez que a monitoração dos intercâmbios para todos os estados possíveis do sistema através de um modelo de fluxo de potência pode conduzir a requisitos computacionais proibitivos.

Com limites de fluxo adequados, o modelo de transportes conduz a resultados satisfatórios na avaliação de confiabilidade multiárea, com requisitos computacionais moderados. Uma vantagem adicional do modelo de transporte é possuir a propriedade de coerência, não apresentada pelos modelos de fluxo de potência AC ou DC. Esta propriedade, como discutido anteriormente, viabiliza a classificação implícita de estados não analisados e é a base das metodologias de decomposição do espaço de estados, adotada neste trabalho.

### 8.3.2.3 Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Definido o modelo de análise dos estados, é possível caracterizar os eventos de falha por variáveis aleatórias, as quais, por sua vez, podem ser "medidas" por probabilidades e expectâncias. Os índices de confiabilidade probabilísticos em uso podem ser classificados em quatro categorias básicas:

- probabilidade: mede o risco dentro de períodos de tempo e condições de configuração e de carga especificados; por exemplo:  $P\{\text{insuficiência de reserva na ponta}\} = 0,001$ .
- frequência: mede a taxa de recorrência de eventos específicos por unidade de tempo; por exemplo: frequência de deficiência de reserva = 0,2 eventos/ano.
- duração: indica o tempo médio de permanência em um dado estado de carga e configuração; por exemplo: duração média da deficiência de capacidade = 0,25 dias.
- expectância: representa a média ou valor esperado de uma variável aleatória, tal como a deficiência de reserva ou carga interrompida; por exemplo: expectância de energia não suprida (*EENS*) = 1,23 MWh.

Além dos índices de confiabilidade propriamente ditos, os modelos de análise de confiabilidade fornecem também índices de sensibilidade: custos marginais por área, benefícios marginais de reforços de geração e de interligações, e assim por diante. Estes índices permitem identificar estrangulamentos no sistema e quantificar a variação dos índices de confiabilidade em função de reforços de geração e de transmissão. Os índices de sensibilidade correspondem às variáveis duais calculadas pelos algoritmos de programação linear.

### 8.3.3 Níveis Hierárquicos na Análise de Confiabilidade

Embora as técnicas probabilísticas forneçam uma base comum para a análise de confiabilidade de todos os segmentos do sistema elétrico, da usina ao consumidor final, a natureza dos fenômenos que afetam a confiabilidade de cada subsistema impõe a utilização de técnicas de análise diferenciadas por subsistema. Assim, é usual agrupar as técnicas de análise de confiabilidade em níveis hierárquicos, de acordo com os segmentos funcionais dos sistemas de potência: geração, transmissão, distribuição. Esses segmentos podem ser combinados, conduzindo a três níveis hierárquicos, ilustrados na Figura 8.7.

No momento, as técnicas de avaliação de confiabilidade se encontram em estágios de desenvolvimento distintos em relação aos diferentes níveis hierárquicos, estando bem mais desenvolvidos os conceitos aplicáveis aos subsistemas de geração e de distribuição. No caso de sistemas de transmissão e de sistemas compostos de geração e transmissão, os critérios e métodos de cálculo se encontram ainda em fase evolutiva [BiG92].

- No Nível Hierárquico 1 (NH1), a formulação do problema pode ser feita de forma bastante precisa, o que se reflete na existência de índices, critérios e modelos de aceitação universal, bem como de ferramentas eficientes para seu cálculo.
- No Nível Hierárquico 2 (NH2), devido à complexidade de modelagem dos mecanismos de falha, os métodos e critérios evoluíram bem mais lentamente [Mo85B]; em consequência, a implementação de métodos de cálculo de índices de confiabilidade composta é recente e a definição dos níveis de confiabilidade adequados se encontra em fase incipiente. [SEW92].
- No Nível Hierárquico 3 (NH3), a análise de confiabilidade tem como objetivo estimar índices de confiabilidade de sistemas de subtransmissão e distribuição, incluindo as subestações; o critério de desempenho normalmente adotado neste tipo de análise é o de continuidade de suprimento.

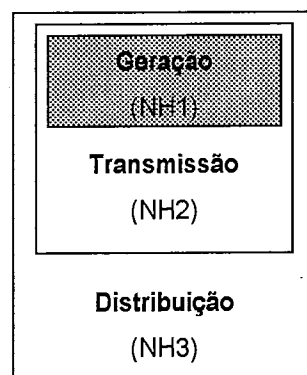


Figura 8.7 - Níveis Hierárquicos na Análise de Confiabilidade de Sistemas de Potência

### 8.3.4 Estado da Arte em Confiabilidade Multiárea

A aplicação de técnicas de confiabilidade no nível hierárquico NH1, foi inicialmente dirigida para a determinação da reserva de geração, visando a manter o risco de perda de carga dentro de limites aceitáveis. Neste caso, a falha é definida como "capacidade disponível menor que a demanda" e a medida de risco derivada constitui a LOLP (Loss of load probability) do sistema.

Na medida em que a contribuição das interligações para a confiabilidade de sistemas de potência foi sendo reconhecida [Wat50], considerável atenção passou a ser dada à análise de confiabilidade multiárea. Assim, os conceitos e técnicas originalmente desenvolvidos para a análise a área única foram gradualmente estendidos para incluir a consideração de várias áreas interligadas por elos com capacidade finita.

As abordagens iniciais consideravam os subsistemas interligados como um sistema integrado, no qual o número de unidades geradoras era a soma das unidades nas áreas e a carga era dada pela totalização das cargas correspondentes. Esta abordagem permitia a aplicação imediata das técnicas tradicionais de análise de confiabilidade de sistemas de, às custas de não considerar uma série de aspectos importantes, que motivaram a evolução metodológica subsequente:

- As concessionárias estavam interessadas, principalmente, em avaliar os benefícios que seus próprios sistemas auferiam das interligações
- As interligações eram limitadas em capacidade e, além disso, sujeitas a falhas, o que não era considerado pelos métodos de cálculo de confiabilidade de sistemas de geração.
- As cargas nas várias áreas apresentavam características diferenciadas, o que não poderia ser levado em conta pelos métodos de cálculo de confiabilidade a sistema único, que pressupõem uniformidade no comportamento de carga ao longo do sistema.

Os primeiros métodos multiárea constituíram meras extensões dos métodos de cálculo de confiabilidade de sistemas de geração para analisar a confiabilidade de sistemas a duas áreas. As abordagens inicialmente propostas para o cálculo de índices de confiabilidade de sistemas a duas áreas foram o método da matriz de capacidades (probability array) [CGS63] e o método da unidade equivalente (equivalent assisting unit). [BBT69]

Na primeira abordagem, uma tabela de capacidade era desenvolvida para cada subsistema, a partir das quais era montada uma matriz de capacidades indisponíveis simultâneas, levando em conta a capacidade dos elos de interligação. O segundo método modelava o sistema exportador como uma unidade equivalente que podia ser transferida através da interligação e adicionada à tabela de capacidade de geração do sistema importador. A partir daí, o cálculo do risco no sistema importador seguia a técnica de convolução, agregando a unidade equivalente à tabela de capacidade pré-calculada para o sistema receptor.

Tanto um método como o outro consistiam essencialmente numa enumeração explícita de todos os estados de capacidade multi-área, o que dificultava sua aplicação a sistemas com três ou mais áreas, em função do crescimento exponencial do número de estados. Tentando superar as dificuldades das abordagens anteriores, Spears, Hicks e Lee [SHL70] propuseram um método baseado numa conversão delta-estrela dos elos de interligação, que se mostrou eficiente em sistemas com até três áreas.

Somente em 1972, Doulliez e Jamouille [DoJ72], reconhecendo a inviabilidade prática da enumeração exaustiva, propuseram um método de enumeração implícita, que permitiu reduzir substancialmente o custo computacional da análise de confiabilidade multi-área. A idéia básica do era decompor o espaço de estados em três regiões: segura, insegura e não classificada. A região segura continha os estados classificados como seguros, ou seja, em que não havia corte de carga. A região insegura continha os estados classificados como inseguros, ou seja, aqueles em que as capacidades de geração e de intercâmbio eram insuficientes para atender a totalidade da demanda. Finalmente, a terceira região continha os estados não classificados. A eficiência do método decorria da propriedade de coerência do modelo de fluxo em redes, que viabilizava a enumeração implícita de todos os estados a partir da identificação de alguns estados denominados críticos, junto com um processo recursivo para construir seqüências de subconjuntos disjuntos de estados seguros e inseguros. [DoJ72] A identificação dos estados críticos era feita com uso do teorema de fluxo máximo/ corte mínimo [FoF62], o que contribuiu para a eficiência computacional do método.

Trabalhando de forma independente, Pang e Wood [PaW75] desenvolveram um modelo de confiabilidade multiárea baseado na fórmula de inclusão-exclusão para cálculo da probabilidade da união de conjuntos não-disjuntos e no teorema de fluxo máximo/corte mínimo para identificar os estados de falha. A metodologia de decomposição do espaço de estados foi posteriormente refinada por Clancy, Gross e Wu, [CGW83] com a introdução de um esquema de simulação Monte Carlo nos últimos estágios de decomposição, aumentando sua eficiência computacional.

Ambos os métodos empregavam técnicas de decomposição iterativas para determinar a região inviável através de soluções do problema de fluxo máximo. Em [PAW75], a decomposição do espaço de estado terminava se a probabilidade do conjunto de estados não classificados fosse menor que uma tolerância pré-especificada. Em [CGW83], o critério de parada na fase de decomposição do espaço de estados e o número de estados (tamanho da amostra) a serem selecionados na fase de simulação eram estabelecidos através da solução de um problema de otimização que visava minimizar o tempo de computação, considerando limites sobre os desvios padrões dos índices de confiabilidade.

O método híbrido decomposição do espaço de estados-simulação Monte Carlo foi recentemente estendido por Singh e Lago-Gonzales, [LaS90] que incluíram uma representação da carga baseada em técnicas de agrupamento (clustering), refinaram a estimativa da contribuição dos estados não classificados para os índices de confiabilidade e propuseram um algoritmo eficiente para cálculo de índices de frequência e duração, não calculados nas abordagens anteriores.

Trabalhos adicionais na área de confiabilidade multiárea são descritos por Rau e outros em [RNS82], que propuseram um modelo a duas áreas usando uma expansão em série Gram-Charlier bi-variada para aproximar a função densidade de probabilidade conjunta. A aproximação por série bi-variada foi usada também por Noyes [Noy83] e por Ahsan e colaboradores [ASM83] para o cálculo do custo de produção de sistemas a duas áreas. Embora a abordagem por série de Gram-Charlier represente uma extensão natural da aplicação do método dos cumulantes para uma única área, existem dificuldades inerentes associadas à generalização desta abordagem para um número arbitrário de áreas. Em primeiro lugar, porque a representação e o cálculo com distribuições de probabilidade multi-variadas se tornam crescentemente difíceis à medida em que o número de variáveis aumenta. Em segundo lugar, porque não existem fórmulas conhecidas para calcular os coeficientes das séries Gram-Charlier além de três variáveis. [LeL89]

Um método alternativo, denominado integração direta, foi proposto independentemente por Oliveira, Cunha e Pereira [OCP87] e por Lee [Lee87]. Esta abordagem é derivada das condições de Hoffman-Gale [Gal57], que estabelece as condições de viabilidade para o fluxo máximo numa rede linear, e no conceito de modos de falha do sistema. As condições de viabilidade definem a região inviável no espaço de estados, permitindo o cálculo dos índices de confiabilidade multiárea sem necessidade de enumeração completa. Dentro da região inviável, cada modo de falha é caracterizado pelo subconjunto de estados que possuem as mesmas áreas com corte de carga. O subconjunto de estados pertencentes a um dado modo de falha representa um poliedro convexo. A integração dos estados nestes poliedros fornece os índices de confiabilidade desejados.

Mais recentemente, Melo e colaboradores desenvolveram uma metodologia para a avaliação de índices de frequência e duração em confiabilidade multiárea, empregando o método de integração direta. Esta metodologia é baseada na extensão dos conceitos de probabilidade condicional e frequência incremental, originalmente desenvolvidos para sistemas de geração a uma única área e para sistemas compostos. [LMC91][MPL92]

Esta revisão mostra que a maior parte dos métodos propostos na literatura se baseia numa combinação de técnicas de enumeração com algoritmos de fluxo em rede. Para reduzir o esforço computacional da enumeração de estados, várias abordagens baseadas em decomposição do espaço de estados forma propostas e se mostraram eficazes na redução do tempo de cálculo, em particular o método de integração direta proposto por Oliveira, Cunha e Pereira, adotado na solução do subproblema de confiabilidade no presente trabalho.

### 8.3.5 Metodologia para Análise de Confiabilidade

Apresenta-se a seguir a metodologia usada no presente trabalho para o cálculo dos índices de confiabilidade e de sensibilidade necessários para construir os cortes de Benders do subproblema de confiabilidade. A apresentação procura-se seguir a estrutura conceitual para análise de confiabilidade delineada no item 8.3.2.

#### 8.3.5.1 Análise do Estado

Um estado  $\chi$  do sistema multiárea é definido a partir do estado de seus componentes, como segue:

- condição hidrológica e disponibilidade dos geradores definem a capacidade de geração  $\bar{g}$ ;
- as capacidades das interligações definem o vetor de capacidades de intercâmbio  $\bar{f}$ ;
- o nível de carga do sistema define o vetor de demandas  $d$ ;

Caracterizado o estado  $\chi$  do sistema, o problema de análise do estado pode ser formulado como um problema de programação linear, tendo como função objetivo a minimização do corte de carga do sistema e como restrições os limites de capacidade de geração e de intercâmbio. As medidas corretivas implementáveis no modelo de fluxo em redes são o redespacho de geração e o corte de carga.

$$PNS = \text{Min} \sum_{a \in A} r_a \quad (8.61.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (8.61)$$

$$Sf + g + r = d \quad (8.61.b)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (8.61.c)$$

$$|f| \leq \bar{f} \quad (8.61.d)$$

onde:

$PNS$  mínimo valor de potência não suprida no estado  $\chi$  (MWh)

$r$  vetor de gerações fictícias correspondentes aos cortes de carga (MWh)

$a$  índice de área

$A$  conjunto de áreas do sistema

Nesta formulação, a função objetivo (8.61.a) representa a maximização do fluxo ao nó terminal, o que equivale a minimizar o corte de carga. O conjunto de restrições (8.61.b) representa a primeira lei de Kirchhoff: a soma algébrica dos fluxos que chegam a cada nó da rede é igual à injeção líquida de potência (geração – carga) neste nó. As restrições (8.61.c) e (8.61.d) definem as capacidades máximas dos geradores e das interligações, respectivamente.

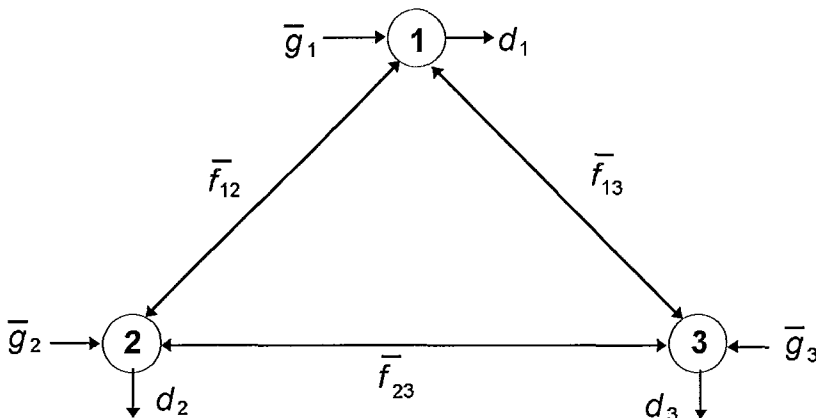


Figura 8.8 - Estrutura de Sistema Multiárea

O problema (8.61) é um problema de mínimo corte de carga (PMC), que comporta, em princípio, uma solução de programação linear tradicional. Uma solução alternativa consiste em formular este problema como um problema de fluxo máximo (PFM), que permite aplicar algoritmos até duas ordens de grandeza mais eficientes do que o simplex à solução do PMC.

A representação do PMC como um PFM é construída adicionando-se dois nós ao modelo da rede: um nó fonte  $S$ , do qual emanam todos os arcos de geração, e um nó sumidouro  $T$ , ao qual convergem todos os arcos de demanda. O objetivo é maximizar o fluxo total de  $S$  para  $T$ .

A Figura 8.9 ilustra a rede de fluxo máximo para o sistema de três áreas esquematizado na Figura 8.8. Nesta rede, se o fluxo máximo de  $S$  para  $T$  é igual a  $d_1 + d_2 + d_3$ , o suprimento está adequado, i.e., o sistema de geração e as interligações estão aptos a atender à demanda. Inversamente, se o fluxo máximo é menor que  $d_1 + d_2 + d_3$ , existem *gargalos* no sistema, que impedem o atendimento da demanda. A diferença entre a capacidade e o fluxo em cada arco de demanda é interpretada como um corte de carga na área correspondente. A solução do PFM fornece o mínimo corte de carga para cada condição do sistema, ou seja, resolve o PMC. A solução do PFM pode ser feita tanto pelo primal quanto pelo dual, como analisado a seguir.

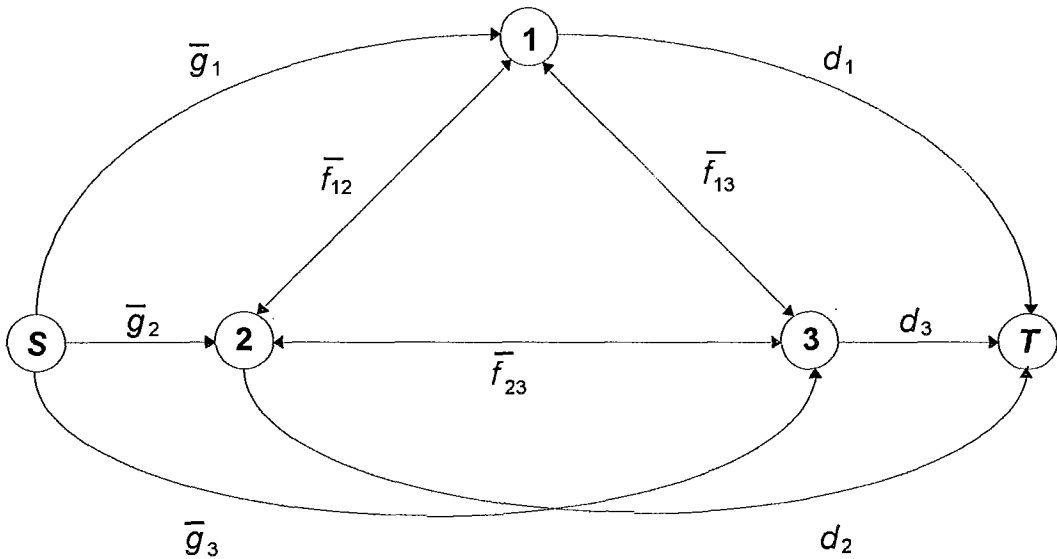


Figura 8.9 - Representação Fluxo em Redes de Sistema Multiárea

### 8.3.5.2 Solução Primal do PFM: Fluxos Máximos

O PFM pode ser resolvido utilizando-se o algoritmo de Ford-Fulkerson. [FoF62] A partir de um fluxo inicial viável, o algoritmo constrói a cada iteração um caminho de aumento de fluxo do nó  $S$  ao nó  $T$ . A solução é alcançada quando não é mais possível encontrar novos caminhos. A solução *primal* do PFM equivale portanto a determinar o máximo fluxo de potência associado a um estado  $\chi$  do sistema, levando em conta o balanço de potência em cada nó e o limite de capacidade dos arcos. Se o fluxo máximo é *igual* à demanda total, todos os arcos de demanda chegando em  $T$  estão nos seus limites, ou seja, todas as cargas estão sendo atendidas e não existe corte de carga. Neste caso, o estado  $\chi$  é classificado como de *sucesso*. Inversamente, se o fluxo máximo é *menor* que a demanda total, pelo menos uma das áreas não está com sua carga plenamente atendida e caracteriza-se um estado de falha do sistema. Neste caso, o corte de carga é a diferença entre a demanda total e o fluxo máximo.

Assim, a solução do problema de fluxo máximo permite classificar cada estado do sistema e calcular o corte de carga (se o estado for de *falha*), que são os indicadores necessários para construir índices de confiabilidade (*LOLP/EENS*) e de sensibilidade.

### 8.3.5.3 Solução Dual do PFM: Cortes Mínimos

O teorema do fluxo máximo/corte mínimo diz que o fluxo máximo através do grafo tem valor igual ao do corte de mínima capacidade. [FoF62] Em consequência, uma forma alternativa de resolver o problema de fluxo máximo consiste em determinar o corte mínimo entre a fonte e o nó terminal, o que corresponde a resolver o problema dual do PFM.

Um corte  $C$  entre os nós  $S$  e  $T$  é um conjunto de arcos cuja remoção divide o grafo original em dois subgrafos distintos, contendo, respectivamente, os nós  $S$  e  $T$ . Como o valor do fluxo máximo é igual à capacidade do corte mínimo, o conjunto de arcos que compõem o corte mínimo constituem também os *gargalos* do sistema. Em outras palavras, reforçar a capacidade de arcos que não pertencem ao corte-mínimo *não* reduz o corte de carga do sistema. Outra consequência é que todos os arcos de demanda que pertencem ao corte-mínimo estão em seus limites. No caso de arcos de demanda, isso significa que as áreas correspondentes tem sua carga atendida. Arcos de demanda saturados correspondem a áreas seguras, ou seja, áreas à esquerda do corte mínimo (vide Figura 8.10). Inversamente, áreas à direita do corte-mínimo são inseguras, i.e., sujeitas a corte de carga.

Em princípio, qualquer corte pode ser mínimo, dependendo do estado  $\chi$ . Dado um estado  $\chi$ , a capacidade de um corte  $C_r(\chi)$  pode ser calculada em função das capacidades de geração  $\{\bar{g}\}$ , das cargas das áreas  $\{d\}$  e das capacidades de intercâmbio  $\{\bar{f}\}$ , definidas por  $\chi$ . Pode-se então calcular a capacidade de todos os cortes e determinar-se o de mínima capacidade. Se a capacidade deste corte for maior que a demanda global do sistema, o estado é de sucesso. Em caso contrário, classifica-se o estado como de falha e calcula-se o corte de carga como a diferença entre a demanda global e a capacidade do corte mínimo.

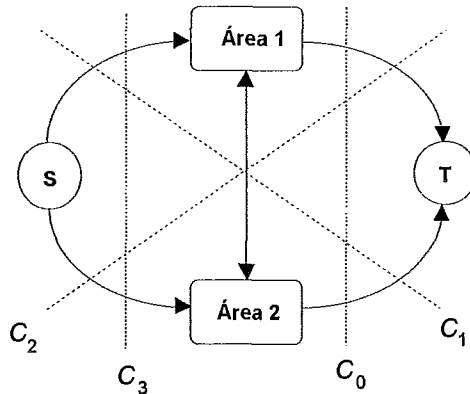


Figura 8.10 - Modos de Falha num Sistema a Duas Áreas

### 8.3.6 Cálculo de Índices de Confiabilidade

Embora o cálculo dos índices de confiabilidade possa ser feito, conceitualmente, percorrendo-se o espaço de estado e analisando-o ponto a ponto, usando a solução primal ou dual do PFM, a análise exaustiva dos estados de capacidade de um sistema interligado é uma tarefa computacionalmente inviável, devido à natureza combinatorial do número de estados do sistema ( $2^{N_c}$  para um sistema com  $N_c$  componentes). A análise de confiabilidade pode ser feita no entanto a partir da caracterização dos modos de falha do sistema. O conceito de modo de falha, originalmente proposto por Oliveira, Cunha e Pereira para estudos de confiabilidade multiárea, está relacionado ao corte de mínima capacidade entre o nó fonte e o nó destino do grafo representativo do sistema multiárea. [OCP87]

Cada modo de falha corresponde a um corte mínimo no grafo do sistema e a cada corte mínimo corresponde um conjunto de estados de falha do sistema, ou seja, os modos de falha definem regiões do espaço de estado, as quais apresentam propriedades interessantes:

- o conjunto de estados  $\{X_r\}$ , associado ao modo de falha  $r$ , pode ser caracterizado, analiticamente, através de restrições lineares do tipo  $Ax \leq b$ ;



- os conjuntos  $\{X_r\}$  são disjuntos, por meio de pequenas alterações nas restrições  $Ax \leq b$ , o que simplifica o cálculo das probabilidades dos modos de falha;
- os conjuntos  $\{X_r\}$  são poliedros convexos, o que reduz o custo computacional do processo de integração para obtenção de índices de confiabilidade e de sensibilidade;
- os conjuntos  $\{X_r\}$  exaurem o espaço de estado  $X$ , o que permite obter probabilidades de falha do sistema e das áreas, por simples somas de probabilidades dos modos de falha.

Estas características, associadas à propriedade de coerência do fluxo linear, constituem a base dos métodos de decomposição do espaço de estados e viabilizam a solução analítica do problema de confiabilidade multiárea. A propriedade de coerência permite classificar de uma só vez toda uma região do espaço de estados, pois garante que todos os estados de falha associados a um corte mínimo pertencem a um único politopo convexo.

Esta é vantagem principal dos métodos de integração analíticos, em relação à abordagem ponto a ponto usada nos métodos tradicionais de enumeração e de amostragem, que não fornecem nenhuma informação sobre estados “próximos” a cada estado analisado. Uma extensão do conceito de modo de falha para a análise de confiabilidade composta geração-transmissão (nível hierárquico 2) foi apresentada por Oliveira e colaboradores em 1990. [OGC90] Nas seções seguintes, formaliza-se o conceito de modo de falha e mostra-se como podem ser calculados índices de confiabilidade e de sensibilidade a partir deste conceito.

### 8.3.6.1 Caracterização dos Modos de Falha

Em um sistema com  $N_a$  áreas, existem  $2^{N_a}$  cortes possíveis. Destes cortes, apenas um corresponde aos estados aceitáveis, que é o corte formado por todos os arcos de demanda (ou seja, com apenas o nó terminal  $T$  à direita). Nos  $2^{N_a-1}$  cortes remanescentes, pelo menos um arco de demanda não está no seu limite, ou seja, a demanda da área correspondente não está atendida. Como a cada um destes cortes correspondem diferentes divisões do sistema em regiões seguras e inseguras, diz-se que o sistema possui  $2^{N_a}$  modos de falha distintos. Na Figura 8.10, que representa um sistema com 2 áreas e 1 interligação, estão assinalados os quatro ( $2^2$ ) cortes possíveis:  $C_0$ , associado aos estados de sucesso,  $C_1$ ,  $C_2$  e  $C_3$ , correspondentes aos três modos de falha do sistema.

Formalmente, dado um vetor com demandas  $d_1, \dots, d_{N_a}$ , denota-se por  $\chi = (\chi_1, \dots, \chi_N)$  o vetor de estado, onde cada componente  $\chi_q$ ,  $q = 1, \dots, N_a$ , corresponde às  $N_a$  capacidades de geração das áreas, e os componentes  $\chi_q$ ,  $q = N_a + 1, \dots, N$  (onde  $N = N_a + N_k$ ) correspondem às  $N_k$  capacidades de intercâmbio. A capacidade do corte associado à partição  $r$  pode ser expressa como uma função do vetor de estado  $\chi$ , como segue.

$$C_r(\chi) = \sum_{q=1}^N \delta_{rq} \chi_q + \sum_{n=1}^{N_a} (1 - \delta_{rn}) d_n \quad (8.61)$$

onde:

$C_r(\chi)$  capacidade do corte  $r$  no estado  $\chi$  do sistema (MW)

$\chi_q$   $q$ -ésimo componente do vetor de estado  $\chi$  (MW)

$d_n$   $n$ -ésimo componente do vetor de demandas  $d$  (MW)

$n$  índice de áreas ( $n = 1, \dots, N_a$ )

$q$  índice de arcos de geração e de intercâmbio ( $q = 1, \dots, N$ )

$r$  índice de cortes ( $r = 1, \dots, 2^{N_a}$ )

$N_a$  número de áreas

$N_k$  número de interligações

$N$  número de arcos de geração e de intercâmbio ( $N = N_a + N_k$ )

$\delta_{rq}$  função que indica se o arco  $q$  pertence ao corte  $r$ :

$$\delta_{rq} = \begin{cases} 1, & \text{se o arco } q \text{ pertence ao corte } r \\ 0, & \text{em caso contrário} \end{cases}$$

A expressão (8.61) leva em conta, através de  $\delta_{rq}$ , que os arcos de demanda e de geração de uma área não podem pertencer simultaneamente ao mesmo corte  $r$ . O corte correspondente à partição  $r$  será um corte mínimo no estado  $\chi$  sempre que se verificar a condição:

$$C_r(\chi) \leq C_q(\chi), q = 1, \dots, 2^{N_a}, q \neq r \quad (8.62)$$

As restrições lineares (8.62) caracterizam o modo de falha  $X_r$  associado ao corte  $r$ , ou seja, um subconjunto do espaço amostral  $X$  tal que os estados  $\chi \in X$  tornam mínimo o corte  $r$ , ou seja:

$$X_r = \{\chi \in X \mid C_r(\chi) \leq C_q(\chi), q = 1, \dots, 2^{N_a}, q \neq r\} \quad (8.63)$$

Dado um vetor de demandas  $d$ , o espaço de estados  $X$ , por sua vez, pode ser particionado em conjuntos  $X_r$ , como segue:

$$X_r = \left\{ \chi \in X \mid \begin{array}{l} C_r(\chi) \leq C_q(\chi), q = 1, \dots, r-1 \\ C_r(\chi) < C_q(\chi), q = r+1, \dots, 2^{N_a} \end{array} \right\} \quad (8.64)$$

Observe que os conjuntos  $X_r$  constituem poliedros convexos e disjuntos por construção, o que permite exprimir o espaço de estados  $X$  como a união dos  $X_r$ , ou seja:

$$X = X_1 \cup X_2 \cup X_3 \cup \dots \cup X_{2^{N_a}} \quad (8.65)$$

Tomando como referência o grafo da Figura 8.11, exemplifica-se a seguir as funções de capacidade dos cortes, que podem ser escritas como segue:

$$C_1(\chi) = \bar{g}_1 + \bar{g}_2$$

$$C_2(\chi) = \bar{g}_1 + \bar{f}_{12} + d_2$$

$$C_3(\chi) = \bar{g}_2 + \bar{f}_{21} + d_1$$

$$C_4(\chi) = d_1 + d_2$$

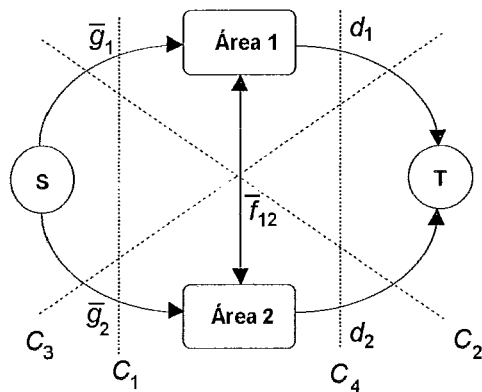


Figura 8.11 - Cortes num Sistema a Duas Áreas

Dado um estado  $\chi$ , se  $C_4(\chi)$  for o corte mínimo, todas as cargas estão atendidas, ou seja, *não há corte de carga*. Nos demais casos, pode-se identificar os seguintes conjuntos de falha:

$$X_1 = \{\chi \in X \mid C_1(\chi) < C_2(\chi); C_1(\chi) < C_3(\chi); C_1(\chi) < C_4(\chi)\}$$

$$X_2 = \{\chi \in X \mid C_2(\chi) \leq C_1(\chi); C_2(\chi) < C_3(\chi); C_2(\chi) < C_4(\chi)\}$$

$$X_3 = \{\chi \in X \mid C_3(\chi) \leq C_1(\chi); C_3(\chi) \leq C_2(\chi); C_3(\chi) < C_4(\chi)\}$$

Substituindo-se as expressões dos cortes em função das capacidades máximas de geração e de intercâmbio, bem como das cargas máximas, resulta:

$$X_1 = \{\chi \in X \mid \bar{g}_2 < \bar{f}_{12} + \bar{d}_2; \bar{g}_1 < \bar{f}_{21} + d_1; \bar{g}_1 + \bar{g}_2 < d_1 + d_2\}$$

$$X_2 = \{\chi \in X \mid -\bar{g}_2 \leq -\bar{f}_{12} - d_2; \bar{g}_1 - \bar{g}_2 < d_1 - d_2; \bar{g}_1 < -\bar{f}_{12} + d_2\}$$

$$X_3 = \{\chi \in X \mid -\bar{g}_1 \leq -\bar{f}_{21} - \bar{d}_1; \bar{g}_2 - \bar{g}_1 \leq d_2 - d_1 + \bar{f}_{12} - \bar{f}_{21}; -\bar{g}_2 < -\bar{f}_{21} + d_2\}$$

A decomposição do espaço de estado, neste exemplo, é dada por:

$$X = X_1 \cup X_2 \cup X_3 \cup X_4$$

Observe que a região insegura associada ao conjunto  $X_2$  compreende apenas a área 1; no conjunto  $X_3$ , a área 2, e no conjunto  $X_1$ , as áreas 1 e 2. No último caso, a carga cortada em cada área é uma função da política operativa do sistema, como segue:

- Na política de compartilhamento da reserva, cada área tem preferência no atendimento de sua carga própria, ou seja, só exporta a reserva de geração líquida;
- Na política de compartilhamento do risco, se existir corte de carga no sistema, as áreas na região insegura devem repartir o corte de carga, até o limite das interligações.

Estas políticas diferem somente no que diz respeito à divisão da carga cortada entre as áreas inseguras; a carga cortada total é uma função apenas da capacidade do corte mínimo. Na política de compartilhamento do risco, a análise dos modos de falha define completamente a contribuição de cada conjunto  $X_r$  para a perda de carga total e por área. No exemplo, tem-se:

$$LOLP_{\text{sistema}} = P(X_1) + P(X_2) + P(X_3)$$

$$LOLP_{\text{área 1}} = P(X_1) + P(X_2)$$

$$LOLP_{\text{área 2}} = P(X_1) + P(X_3)$$

onde:

$$P(X_r) \quad \text{probabilidade total do conjunto } X_r, r = 1, 2, 3.$$

### 8.3.6.2 Índices de Confiabilidade Condicionados

Derivam-se a seguir as expressões para os índices LOLP e EPNS em termos de modos de falha. As derivações serão feitas inicialmente para um dado nível de carga e condição hidrológica e generalizadas a seguir para índices não-condicionados.

Considerando a hipótese de independência entre os estados de capacidade dos componentes, a função distribuição conjunta de probabilidade de um estado  $\chi$ ,  $P(\chi)$ , é dada por:

$$P(\chi) = \prod_{q=1}^N P_q(\chi_q) \quad (8.65)$$

onde  $P_q(\chi_q)$  é a função distribuição de probabilidade do  $q$ -ésimo componente do estado  $\chi$ .

Por outro lado, como os modos de falha são mutuamente exclusivos e coletivamente exaustivos, a probabilidade total do sistema,  $P(X)$ , pode ser escrita como:

$$P(X) = \sum_{r=1}^2 P(X_r) \quad (8.66)$$

A probabilidade de corte de carga pode ser obtida excluindo-se de (8.66) o subconjunto de estados de sucesso  $X_2^{Na}$ , resultando:

$$LOLP = \sum_{r=1}^{Na-1} P(X_r) \quad (8.67)$$

De forma similar, o valor esperado do corte de carga pode ser calculado como segue:

$$EPNS = \sum_{r=1}^{Na-1} E_{X_r} [D - C_r(\chi)] \quad (8.68)$$

onde:

$E_{X_r}$  expectância condicionada ao modo de falha  $X_r$

$D$  demanda do sistema para um dado patamar de carga

$[D - C_r(\chi)]$  corte de carga global no estado  $\chi \in X_r$

A  $EPNS$  pode ser expressa também em função da  $LOLP$ , como se mostra a seguir:

$$EPNS = \sum_{r=1}^{Na-1} \{D P(X_r) - E_{X_r} [C_r(\chi)]\} \quad (8.69)$$

$$EPNS = D \sum_{r=1}^{Na-1} P(X_r) - \sum_{r=1}^{Na-1} E_{X_r} [C_r(\chi)]$$

Levando em conta (8.67), resulta:

$$EPNS = D LOLP - \sum_{r=1}^{Na-1} E_{X_r} [C_r(\chi)] \quad (8.70)$$

### 8.3.6.3 Índices de Confiabilidade Não-Condicionados

As expressões derivadas na seção anterior consideram os índices de confiabilidade condicionados a um dado patamar de carga e a uma dada condição hidrológica. Com base nestes índices, podem ser calculados índices não condicionados  $LOLP$  e  $EPNS$ , a partir da soma ponderada dos índices condicionados a cada nível de carga, como segue:

$$LOLP = \sum_{l \in L} P^l LOLP^l \quad (8.71)$$

$$EPNS = \sum_{l \in L} P^l EPNS^l \quad (8.72)$$

onde:

$L$  conjunto de índices de patamares de carga

$P^l$  probabilidade do patamar de carga  $l$

$LOLP^l$  probabilidade de perda de carga condicionada ao patamar  $l$

$EPNS^l$  expectância de potência não suprida condicionada ao patamar  $l$

De forma similar, índices de confiabilidade não condicionados às sequências de afluições podem ser calculados como a média dos índices condicionados, como indicado a seguir:

$$LOLP = \sum_{h \in H} P^h LOLP^h \quad (8.73)$$

$$EPNS = \sum_{h \in H} P^h EPNS^h \quad (8.74)$$

onde:

$H$  conjunto de índices de condições hidrológicas

$P^h$  probabilidade da sequência hidrológica  $h$

$LOLP_h$  probabilidade de perda de carga condicionada à hidrologia  $h$

$EPNS^h$  expectância de potência não suprida condicionada à hidrologia  $h$

Na próxima seção, são derivadas as expressões dos índices de sensibilidade condicionados ao nível de carga e à hidrologia, os quais são posteriormente estendidos para índices não condicionados.

### 8.3.7 Cálculo de Índices de Sensibilidade

#### 8.3.7.1 Índices de Sensibilidade Globais

Para cada estado  $\chi$  do sistema, a variável dual associada a cada restrição do problema de fluxo máximo (PFM) é dada por:

$$\pi_q(\chi) = \frac{\partial \Phi(\chi)}{\partial \chi_q} \quad (8.75)$$

$$\pi_q(\chi) = \begin{cases} 1, & \text{se o arco } q \text{ pertence ao corte mínimo } C^*(\chi) \\ 0, & \text{em caso contrário} \end{cases}$$

onde:

$\Phi(\chi)$  valor do fluxo máximo no estado  $\chi$

$\chi_q$  capacidade do arco  $q$  no estado  $\chi$

As sensibilidades relacionam o valor do fluxo máximo com a capacidade dos arcos. Para aplicação em estudos de confiabilidade é mais conveniente exprimir as sensibilidades como variações do corte de carga mínimo ( $PNS$ -potência não suprida) em relação à capacidade dos componentes do sistema. A potência não suprida no estado  $\chi$ ,  $PNS(\chi)$ , é dada pela diferença entre a demanda global do sistema e o valor do fluxo máximo, ou seja:

$$PNS(\chi) = D - \Phi(\chi) \quad (8.76)$$

Derivando a expressão acima em relação à capacidade do arco  $\chi_q$ , resulta:

$$\frac{\partial PNS(\chi)}{\partial \chi_q} = \frac{\partial [D - \Phi(\chi)]}{\partial \chi_q} = - \frac{\partial \Phi(\chi)}{\partial \chi_q} = - \pi_q(\chi)$$

Logo:

$$\pi_q(\chi) = - \frac{\partial PNS(\chi)}{\partial \chi_q} \quad (8.77)$$

A sensibilidade informa, portanto, de quanto varia a *PNS* do sistema quando se dá uma variação unitária na capacidade de um arco  $q$  pertencente ao corte mínimo  $C^*(\chi)$ .

De acordo com (8.61), pode-se escrever a derivada de  $C_r(\chi)$  em relação à capacidade do arco  $\chi_q$  como segue:

$$\frac{\partial C_r(\chi)}{\partial \chi_q} = \delta_{rq} \quad (8.78)$$

Tomando o valor esperado desta derivada condicionado ao subconjunto  $X_r$ , tem-se:

$$E_{X_r} \left\{ \frac{\partial [D - C_r(\chi)]}{\partial \chi_q} \right\} = E_{X_r} \left\{ -\frac{\partial C_r(\chi)}{\partial \chi_q} \right\} = -\delta_{rq} P(X_r)$$

Integrando-se ao longo de todos os modos de falha  $X_r$ ,  $r = 1, \dots, 2^{N_a-1}$ , tem-se:

$$\sum_{r=1}^{2^{N_a-1}} E_{X_r} \left\{ -\frac{\partial C_r(\chi)}{\partial \chi_q} \right\} = -\sum_{r=1}^{2^{N_a-1}} \delta_{rq} P(X_r) \quad (8.79)$$

Substituindo a expressão (8.79) na equação (8.70), que dá a *EPNS* em função da *LOLP*, tem-se a sensibilidade da *EPNS* em relação à capacidade do arco, qual seja:

$$\frac{\partial EPNS}{\partial \chi_q} = \begin{cases} LOLP - \sum_{r=1}^{2^{N_a-1}} \delta_{rq} P(X_r), & \text{se o arco } q \text{ é de demanda} \\ -\sum_{r=1}^{2^{N_a-1}} \delta_{rq} P(X_r), & \text{em caso contrário} \end{cases} \quad (8.80)$$

Como ocorre com os índices de confiabilidade, índices de sensibilidade não condicionados podem ser obtidos através de soma dos índices condicionados, ponderados pelas probabilidades dos níveis de carga, tomando-se em seguida a média sobre todas as hidrologias, como indicado:

$$\frac{\partial EPNS}{\partial \chi_q} = \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l \frac{\partial EPNS^{hl}}{\partial \chi_q} \quad (8.81)$$

onde:

$\frac{\partial EPNS^{hl}}{\partial \chi_q}$  sensibilidade da *EPNS* ao arco  $q$ , condicionada à hidrologia  $h$  e patamar de carga  $l$

$N_h$  número de sequências hidrológicas

$L$  conjunto de índices de patamares de carga

$P^l$  probabilidade do patamar de carga  $l$

$H$  conjunto de índices de condições hidrológicas

$P^h$  probabilidade da sequência hidrológica  $h$

### 8.3.7.2 Índices de Sensibilidade por Área

Os índices de risco por área podem ser obtidos a partir da definição de um protocolo de repartição do corte de carga entre áreas, em casos de estados inaceitáveis. Os critérios de repartição mais utilizados são: prioridades, repartição de riscos e repartição de reservas.

- O critério de prioridades estabelece a sequência em que devem ser implementados os cortes de carga, em termo de áreas, até que o mínimo corte global seja atendido.
- O protocolo de repartição de riscos assume que todas as áreas na região insegura (à direita do corte mínimo) devem sofrer corte de carga, mesmo que algumas destas áreas tenham reserva positiva.
- O protocolo de repartição das reservas só considera como áreas sujeitas a corte de carga as áreas na região insegura com reserva negativa.

Observa-se que na política de repartição de reservas, a adesão de uma nova área ao pool só traz benefícios, o que não é válido, necessariamente, na política de repartição de riscos. Os benefícios de um protocolo de prioridades são muito dependentes da política adotada em cada sistema, o que dificulta uma avaliação a priori dos efeitos de adesão de uma área ao pool. Os índices de confiabilidade a nível de sistema, porém, independem do protocolo adotado, dado que só dependem do mínimo corte global.

Na repartição de riscos, o corte de carga é repartido entre todas as áreas da região insegura. Logo, uma área cujo arco de geração  $q$  pertence ao modo de falha  $r$  (ou seja, com  $\delta_{rq} = 1$ ) está em déficit, de modo que a *LOLP* condicionada da área  $q$ ,  $LOLP_q^{hl}$ , é obtida pela soma das probabilidades dos modos de falha em que  $\delta_{rq} = 1$ , como indicado a seguir:

$$LOLP_q^{hl} = \sum_{r=1}^{Na-1} \delta_{rq} P(X_r) \quad q = 1, \dots, N \quad (8.82)$$

O índice não condicionado  $LOLP_q$  pode ser obtido calculando-se o valor esperado da *LOLP* condicionada em relação a todos os níveis de carga e hidrologias, ou seja:

$$LOLP_q = \frac{1}{N_h} \sum_{h \in HI} \sum_{l \in L} P^l LOLP_q^{hl} \quad (8.83)$$

De acordo com (8.3), no caso de arcos de geração, tem-se:

$$\frac{\partial EPNS^{hl}}{\partial \chi_q} = - \sum_{r=1}^{Na-1} \delta_{rq} P(X_r) \quad q = 1, \dots, N \quad (8.84)$$

Conclui-se que, no protocolo de repartição de riscos, a sensibilidade da *EPNS* pode ser interpretada, em valor absoluto, como a *LOLP* de cada área, ou seja:

$$\frac{\partial EPNS}{\partial \chi_q} = - LOLP_q \quad q = 1, \dots, N \quad (8.85)$$

### 8.3.8 Métodos de Integração

O cálculo dos índices de confiabilidade e sensibilidade requer a avaliação da probabilidade de cada modo de falha e da expectância da capacidade de cada corte em cada modo de falha. Esta avaliação corresponde a um processo de integração nos poliedros convexos definidos

pelos modos de falha. Esta integração pode ser feita de maneira direta ou pelo método de Monte Carlo (amostragem). A referência [OIC87] apresenta um método de integração capaz de calcular diretamente a LOLP e a EPNS, obtendo em seguida os índices de confiabilidade não condicionados. A técnica de solução é baseada no fato de que cada conjunto de estados aceitáveis ou inaceitáveis é um poliedro, cuja probabilidade pode ser obtida por integração direta, usando um algoritmo recursivo. A probabilidade de perda de carga (LOLP) é então obtida como a soma das probabilidades dos poliedros associados aos estados inaceitáveis. A EPNS e os índices de sensibilidade podem também ser obtidos desta forma. O método de integração usado no presente trabalho se baseia no trabalho original de Oliveira, Cunha e Pereira [OCP87].

### 8.3.8.1 Método de Integração Direta

Cada modo de falha  $X_r$  é um poliedro convexo definido por um conjunto de desigualdades lineares. A probabilidade de um modo de falha  $X_r$  pode portanto ser escrita como um somatório múltiplo em relação aos componentes  $\chi_q$ ,  $q = 1, \dots, N$ . No caso de um sistema a duas áreas, ter-se-ia:

$$P(X_r) = \sum_{\chi_1 \in \Gamma_1} \left\{ \sum_{\chi_2 \in \Gamma_2} \left[ \sum_{\chi_3 \in \Gamma_3} P(\chi_1, \chi_2, \chi_3) \right] \right\} \quad (8.86)$$

onde  $P(\chi_1, \chi_2, \chi_3)$  é a distribuição de probabilidade conjunta de  $\chi$

Como, por hipótese, os componentes  $\chi_q$  são independentes:

$$P(\chi_1, \chi_2, \chi_3) = P(\chi_1)P(\chi_2)P(\chi_3),$$

o que permite escrever:

$$P(X_r) = \sum_{\chi_1 \in \Gamma_1} P_1(\chi_1) \left\{ \sum_{\chi_2 \in \Gamma_2} P_2(\chi_2) \left[ \sum_{\chi_3 \in \Gamma_3} P_3(\chi_3) \right] \right\} \quad (8.87)$$

Os intervalos de integração  $\Gamma_1, \Gamma_2, \Gamma_3$  podem ser obtidos recursivamente, como indicado:

- $\Gamma_1$  é limitado por  $\bar{\chi}_1$  (limite superior) e por  $\chi_1$  (limite inferior);
- $\Gamma_2$  é limitado por  $\bar{\chi}_2(\chi_1^*)$  e por  $\chi_2(\chi_1^*)$ , para cada valor  $\chi_1^*$ ;
- $\Gamma_3$  é limitado por  $\bar{\chi}_3(\chi_1^*, \chi_2^*)$  e por  $\chi_3(\chi_1^*, \chi_2^*)$  para cada par  $(\chi_1^*, \chi_2^*)$ , e assim por diante.

Para estabelecer os limites de integração, é conveniente expressar o modo de falha como um conjunto de desigualdades lineares, como segue:

$$X_r = \{0 \leq \chi \leq c \mid \sum_{q=1}^N a_{ij} \chi_j \leq b_i, j = 1, \dots, 2^{N_a}, q \neq r\} \quad (8.88)$$

onde:

$c$  limite de capacidade de  $\chi$

$b_r$  termo independente de  $\chi$

Pela lei de formação das desigualdades que definem o corte mínimo, os coeficientes  $a_{iq}$  não nulos de qualquer  $\chi_r$  tem sempre o mesmo sinal, de modo que, uma vez fixados valores  $\chi_1^*, \chi_2^*, \chi_3^*, \dots, \chi_{j-1}^*$ , o intervalo de integração  $\Gamma_q$  de  $\chi_q$  varia entre um limite superior  $\bar{\Gamma}_q(\chi_1^*, \dots, \chi_{j-1}^*)$ ,



obtido tomando-se o menor limite superior de  $\chi_q$ , e um limite inferior  $\Gamma_q(\chi_1^*, \dots, \chi_{j-1}^*)$ , obtido tomando-se o maior limite inferior de  $\chi_q$ , de modo a não violar nenhuma restrição de desigualdade.

O valor esperado da capacidade do corte mínimo associado ao modo de falha  $X_r$ ,  $E_{X_r} \{C_r(\chi)\}$  pode ser expresso também em termos de um somatório múltiplo, ilustrado a seguir para um sistema a duas áreas:

$$E_{X_r} \{C_r(\chi)\} = \sum_{\chi_1 \in \Gamma_1} \left\{ \sum_{\chi_2 \in \Gamma_2} \left[ \sum_{\chi_3 \in \Gamma_3} P(\chi_1, \chi_2, \chi_3) C_r(\chi) \right] \right\} \quad (8.89)$$

onde  $P(\chi_1, \chi_2, \chi_3)$  é a distribuição de probabilidade conjunta de  $\chi$ .

A hipótese de independência das distribuições de probabilidade, ou seja  $P(\chi_1, \chi_2, \chi_3) = P(\chi_1)P(\chi_2)P(\chi_3)$ , permite escrever:

$$E_{X_r} \{C_r(\chi)\} = \sum_{\chi_1 \in \Gamma_1} P_1(\chi_1) \left\{ \sum_{\chi_2 \in \Gamma_2} P_2(\chi_2) \left[ \sum_{\chi_3 \in \Gamma_3} P_3(\chi_3) C_r(\chi) \right] \right\} \quad (8.90)$$

É importante notar que, nas expressões anteriores, os intervalos de integração  $\Gamma_q = [\underline{\Gamma}_q, \bar{\Gamma}_q]$  de cada variável  $\chi_q$  são funções dos valores  $\chi_1^*, \dots, \chi_{j-1}^*$ , anteriormente fixados, de forma que os limites de  $\Gamma_q$  devem ser recalculados sempre que se variar  $\chi_1, \dots, \chi_{j-1}$ .

### 8.3.8.2 Filtros e Hipercubos

Os somatórios devem ser avaliados para cada modo de falha possível do sistema interligado, cujo número cresce *exponencialmente* com  $N$ . Por outro lado, a soma das probabilidades dos modos de falha está limitada ao valor da LOLP global do sistema, que é da ordem de  $10^{-3}$  num sistema adequadamente planejado. Isto leva a concluir que, à medida em que  $N$  cresce, muitos modos de falha passam a ter probabilidades muito baixas ou mesmo nulas (conjunto  $X_k$  vazio). É conveniente, portanto, estabelecer critérios (*filtros*) capazes de evitar integrações desnecessárias com baixo custo computacional.

No caso de modos de falha vazios, a identificação pode ser feita de forma eficiente utilizando-se a propriedade de coerência do fluxo linear, como mostrado a seguir. Considerando-se a capacidade de um corte qualquer condicionada a uma hidrologia e a um nível de carga dados, pode-se escrever que  $C_r(0) \leq C_r(\chi) \leq C_r(c)$ . Desse modo, se para algum  $q \neq r$  for satisfeita a relação  $C_r(c) < C_q(0)$ ,  $q \neq r$ , garante-se que o subconjunto associado ao modo de falha de índice  $r$  é vazio.

Outro método eficiente para detectar modos de falha de baixa probabilidade consiste em aproximar o poliedro  $X_r$  por um hipercubo  $H_r$  que contenha o poliedro convexo  $X_r$ . Assim, se  $P(H_r)$  for menor que uma tolerância especificada, o modo de falha  $X_r$  pode ser descartado, dado que, necessariamente,  $P(X_r) \leq P(H_r)$ . Em outras palavras, a avaliação prévia de um hipercubo para cada modo de falha funciona como um filtro no processo computacional, no sentido de eliminar a necessidade de integração exata do poliedro. A eficiência computacional deste filtro se deve ao fato de que a determinação dos limites de integração do hipercubo é bem mais simples que a do poliedro.

A Figura 8.12 ilustra o algoritmo que implementa as diversas etapas da análise de confiabilidade multi-área por integração direta, levando em conta diversas condições hidrológicas e patamares de carga. Inclui também os filtros anteriormente descritos.

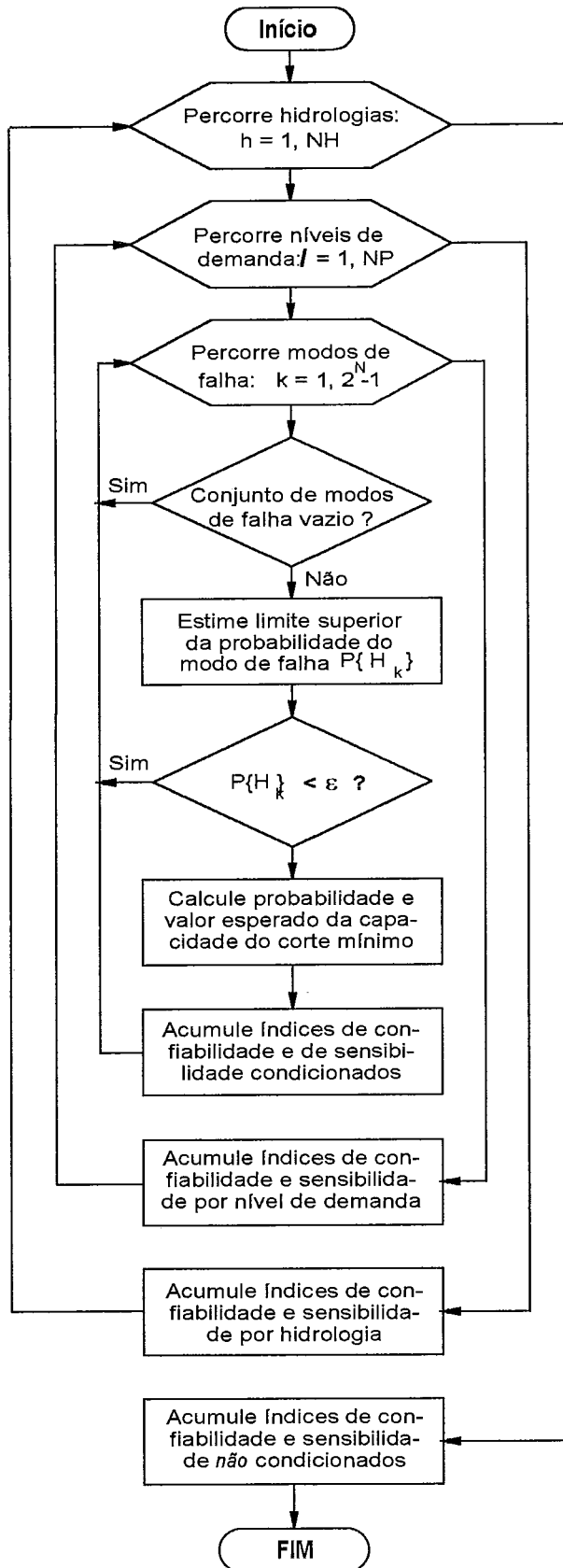


Figura 8.12 - Algoritmo de Integração Direta

### 8.3.9 Construção de Cortes de Benders

O corte de Benders associado ao subproblema de confiabilidade pode ser construída a partir dos índices de confiabilidade e de sensibilidade derivados nas seções anteriores, como descrito a seguir, considerando um único patamar de carga e uma única condição hidrológica.

$$\omega_p = \text{Min} \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} \beta_t c_{da} r_{at} \quad (8.91.a)$$

$$\text{sujeito a:} \quad (8.91)$$

$$\sum_{i \in I_a} g_{it} + \sum_{j \in J_a} g_{jt} + \sum_{b \in \Omega_a} [f_{bat} - f_{abt}] + r_{at} = d_{at} \quad (8.91.b)$$

$$g_{it} \leq \sigma_{it} \bar{g}_i(\xi) \quad (8.91.c)$$

$$g_{jt} \leq \sigma_{jt} \bar{g}_j(\xi) \quad (8.91.d)$$

$$f_{abt} \leq \sum_{k \in K_{ab}} \sigma_{kt} \bar{f}_k(\xi) \quad (8.91.e)$$

$$r_{at} \leq d_{at} \quad (8.91.f)$$

onde:

$a$  índice de área do sistema interligado

$A$  conjunto de áreas do sistema interligado

$t$  índice de etapa de operação

$T$  conjunto de etapas do horizonte de planejamento

$\beta_t$  fator de atualização

$c_{da}$  custo de déficit da área  $a$

$r_{at}$  corte de carga da área  $a$  na etapa  $t$

$g_{it}$  geração da usina hidroelétrica  $i$  na etapa  $t$

$g_{jt}$  geração da usina termoeétrica  $j$  na etapa  $t$

$f_{abt}$  fluxo de potência da área  $a$  para a área  $b$  na etapa  $t$

$I_a$  conjunto de usinas hidroelétricas da área  $a$

$J_a$  conjunto de usinas termoeétricas da área  $a$

$\Omega_a$  conjunto de áreas diretamente ligadas à área  $a$

$d_{at}$  demanda de potência na área  $a$  na etapa  $t$

$\bar{g}_{it}$  limite de geração de potência da usina hidroelétrica  $i$  na etapa  $t$

$\bar{g}_{jt}$  limite de geração de potência da usina termoeétrica  $j$  na etapa  $t$

$\bar{f}_{abt}$  limite de intercâmbio de potência da interligação  $T_{ab}$  na etapa  $t$

$x$  vetor de variáveis de decisão de investimento

$\xi$  vetor de variáveis aleatórias de estado de operação

Na construção dos cortes de Benders associados ao subproblema de confiabilidade (8.91) devem ser considerados os seguintes aspectos:

- As restrições (8.91.c) a (8.91.e) mostram que os limites de capacidade de usinas e geradores dependem tanto das variáveis de investimento  $x$  quanto do estado de capacidade de cada componente do sistema, definida pelo vetor de variáveis aleatórias  $\xi$ . Assim, um reforço de geração ou de interligação só reduz o corte de carga nos estados do sistema em que o componente está disponível. Nos estados em que isso não ocorre, o corte de carga não é afetado pela decisão de investimento. Logo, a contribuição destes estados para os cortes de Benders é nula.
- As decisões de investimento  $x$  estão relacionadas diretamente às capacidades dos componentes, individualmente considerados, e determinam, indiretamente, as capacidades dos arcos do grafo capacitado, que agregam as contribuições de cada componente. Em cada área, a capacidade dos arcos de geração pode ser obtida pela soma das capacidades dos geradores pertencentes à área, ou seja, é uma função separável das capacidades unitárias. No caso das interligações, a capacidade dos arcos correspondentes depende da contribuição incremental de cada reforço, o que deve ser levado em conta no cálculo das variáveis duais associadas às restrições (8.91.e).
- O conjunto de restrições (8.93.a) a (8.93.b), escrito a partir das restrições (8.91.b) a (8.91.d), leva em conta que as capacidades dos arcos depende do valor agregado das decisões de investimento  $x_{it}$ ,  $x_{jt}$  e  $x_{kt}$ , bem como da variável aleatória  $\xi$ ; colocam-se em evidência, também, as variáveis duais associadas a cada restrição.

$$g_{at} \leq \sum_{i \in I_a} \sigma_{it} \bar{g}_i(\xi_i) + \sum_{j \in J_a} \sigma_{jt} \bar{g}_j(\xi_j) \quad \pi_{at}^6(\xi), \pi_{at}^7(\xi) \quad (8.92.a)$$

$$f_{abt} \leq \sum_{k \in K_{ab}} \sigma_{kt} \bar{f}_k(\xi_k) \quad \pi_{abt}^8(\xi) \quad (8.92.b)$$

- Dada uma decisão de investimento  $x^p$  e uma realização do vetor de variáveis aleatórias  $\xi$ , fica definido um estado  $\chi$  do sistema. A análise deste estado envolve a solução do problema de programação linear (8.91), cuja solução fornece as variáveis duais associadas às restrições (8.91.c) a (8.91.d). Como as capacidades de geração  $\bar{g}_{it}(\xi)$ ,  $\bar{g}_{jt}(\xi)$ , e de intercâmbio  $\bar{f}_{abt}(\xi)$  são variáveis aleatórias, é necessário, para construir os cortes de Benders, calcular o valor médio das variáveis duais, considerando os estados  $\chi \in X_r$ .

Com base nas observações anteriores e através de um procedimento similar ao adotado na construção do corte de Benders associado ao subproblema de operação energética, é derivado a seguir o corte de Benders associado ao subproblema de confiabilidade.

Inicialmente, escreve-se uma expansão de Taylor da função linear convexa  $\alpha_p(x)$  em torno do ponto  $x = x^p$ , como segue:

$$\alpha_p(x) \geq \alpha(x^p) + \left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} (x - x^p) \quad (8.93.a)$$

A derivada de  $\alpha_p(x)$  em relação a  $x$  no ponto  $x = x^p$  é dada por:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} = \left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H(x)} \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right) \Big|_{x=x^p} \quad (8.93.b)$$

onde  $H(x) = h - E(x)$  corresponde ao lado direito das restrições (8.92.a) a (8.92.b).

Da teoria de programação linear, sabe-se que a derivada da função objetivo  $\alpha(x)$  em relação aos limites dos recursos é dada por  $\pi^p$ , o vetor de variáveis duais associados à solução ótima. Assim, tem-se:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^p} = \pi^p \quad (8.93.c)$$

Combinando (8.93.b) e (8.93.c) resulta:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} = \pi^p \left. \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} \quad (8.93.d)$$

Expandindo (8.93.d), tem-se:

$$\left. \frac{\partial \alpha(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} = \pi_{at}^6 \left. \frac{\partial H_{at}^6(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} + \pi_{at}^7 \left. \frac{\partial H_{at}^7(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} + \pi_{abt}^8 \left. \frac{\partial H_{abt}^8(x)}{\partial x} \right|_{x=x^p} \quad (8.93.e)$$

Cabe agora calcular as contribuições de cada recurso para as derivadas do lado direito de (8.93.e), o que será feito em duas etapas.

- Na primeira etapa, considera-se a variável dual associada a um único estado  $\chi \in X_r$  do sistema, associado a uma particular realização de  $\xi$ , que define os estados dos componentes. Essa hipótese simplifica a derivação do corte de Benders no que se relaciona às capacidades de geração e de intercâmbio, em função das decisões de investimento  $x$ .
- Na segunda etapa, são incluídos os efeitos das falhas de componentes sobre as variáveis duais e sobre os limites de geração e de intercâmbio que compõem o corte de Benders. Esta inclusão depende dos valores esperados das variáveis duais correspondentes, que podem ser obtidos através do algoritmo de integração descrito na seção 8.3.8.

A análise da primeira etapa é apresentada a seguir e culmina com a expressão completa, porém determinística, do corte de Benders, ou seja, condicionado a um único estado do sistema.

### 8.3.9.1 Contribuição da Capacidade de Geração Hidroelétrica $\bar{g}_i(\xi)$

A primeira parcela do segundo termo de (8.93.e) é a derivada parcial de  $\alpha$  em relação ao recurso  $H_{at}^6(x)$ , correspondente à primeira parcela do lado direito da equação (8.92.a), que dá o limite de capacidade de geração hidroelétrica da área  $a$  no estágio  $t$ .

Esta parcela pode ser calculada com base nas seguintes observações:

- A expressão (8.92.a) mostra que a variável  $x_{it}$  afeta a capacidade de geração da área  $a$ , através da adição de unidades hidroelétricas, a partir da etapa  $t$ , ou seja, para  $\tau = t, \dots, T$ ;

$$g_{at} \leq \bar{g}_{at} = \sum_{i \in I_a} \sigma_{it} \bar{g}_i + \sum_{j \in J_a} \sigma_{jt} \bar{g}_j \quad \pi_{at}^6(\xi) \quad (8.92.a)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{it}$ , devido a  $H_{at}^6(x)$ , é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^6(x)} \frac{\partial H^6(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{at}^6(x)} \frac{\partial H_{at}^6(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.94.a)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da restrição de capacidade de geração, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{at}^6(x)} = \pi_{a\tau}^6 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.94.b)$$

- A derivada do lado direito da restrição de capacidade de geração em relação à decisão de investimento  $x_{it}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{a\tau}^6(x)}{\partial x_{it}} = \frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.94.c)$$

Das observações anteriores, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^6(x)} \frac{\partial H^6(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{a\tau}^6 \frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} \quad (8.94.d)$$

onde:

$$\frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} = \bar{g}_i \text{ se } i \in I_a$$

$$\frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{it}} = 0 \text{ se } i \notin I_a$$

### 8.3.9.2 Contribuição da Capacidade de Geração Termoelétrica $\bar{g}_{jt}(\xi)$

A segunda parcela do segundo termo de (8.93.e) é a derivada parcial de  $\alpha$  em relação ao recurso  $H_{at}^7(x)$ , correspondente à segunda parcela do lado direito da equação (8.92.a), que dá o limite de capacidade de geração termoelétrica da área  $a$  no estágio  $t$ . Esta parcela pode ser calculada com base nas seguintes observações:

- A expressão (8.92.a) mostra que a variável  $x_{jt}$  afeta a capacidade de geração da área  $a$ , através da adição de unidades termoelétricas, a partir da etapa  $t$ , ou seja, para  $\tau = t, \dots, T$ ,

$$g_{at} \leq \bar{g}_{at} = \sum_{i \in I_a} \sigma_{it} \bar{g}_i + \sum_{j \in J_a} \sigma_{jt} \bar{g}_j \quad \pi_{at}^7(\xi) \quad (8.92.a)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{it}$ , devido a  $H_{at}^6(x)$ , é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^7(x)} \frac{\partial H^7(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^7(x)} \frac{\partial H_{a\tau}^7(x)}{\partial x_{jt}} \quad (8.95.a)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da restrição de capacidade de geração, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^7(x)} = \pi_{a\tau}^7 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.95.b)$$

- A derivada do lado direito da restrição de capacidade de geração em relação à decisão de investimento  $x_{jt}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{a\tau}^7(x)}{\partial x_{jt}} = \frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{jt}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.95.c)$$

Das observações anteriores, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^7(x)} \frac{\partial H^7(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{a\tau}^7 \frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{jt}} \quad (8.95.d)$$

onde:

$$\frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{jt}} = \bar{g}_j \text{ se } j \in J_a$$

$$\frac{\partial \bar{g}_{a\tau}(x)}{\partial x_{jt}} = 0 \text{ se } j \notin J_a$$

### 8.3.9.3 Contribuição da Capacidade de Intercâmbio $\bar{f}_{abt}(\xi)$

A terceira parcela do segundo termo de (8.93.e) é a derivada parcial de  $\alpha$  em relação ao recurso  $H_{at}^8(x)$ , correspondente ao lado direito da equação (8.92.b), que dá o limite de capacidade de intercâmbio entre as áreas  $a$  e  $b$  no estágio  $t$ .

Esta parcela pode ser calculada com base nas seguintes observações:

- A expressão (8.92.b) mostra que a variável  $x_{kt}$  afeta a capacidade de geração da área  $a$ , através da adição de reforços de interligação, a partir da etapa  $t$ , ou seja, para  $\tau = t, \dots, T$ ;

$$f_{abt} \leq \bar{f}_{abt} = \sum_{k \in K_{ab}} \sigma_{kt} \bar{f}_k(\xi_k) \quad \pi_{abt}^8(\xi) \quad (8.92.b)$$

- A derivada parcial de  $\alpha$  em relação a  $x_{kt}$ , devido a  $H_{at}^8(x)$ , é dada por:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^8(x)} \frac{\partial H^8(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^8(x)} \frac{\partial H_{a\tau}^8(x)}{\partial x_{jt}} \quad (8.96.a)$$

- A derivada da função objetivo em relação ao lado direito da restrição é a própria variável dual da restrição de capacidade de geração, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha(x)}{\partial H_{a\tau}^8(x)} = \pi_{abt}^8 \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.96.b)$$

- A derivada do lado direito da restrição de capacidade de geração em relação à decisão de investimento  $x_{kt}$  é dada por:

$$\frac{\partial H_{a\tau}^8(x)}{\partial x_{jt}} = \frac{\partial \bar{f}_{a\tau}(x)}{\partial x_{kt}} \quad \tau = t, \dots, T \quad (8.96.c)$$

Das observações anteriores, resulta:

$$\left( \frac{\partial \alpha(x)}{\partial H^8(x)} \frac{\partial H^8(x)}{\partial x} \right) = \sum_{\tau=t}^T \pi_{abt}^8 \frac{\partial \bar{f}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} \quad (8.96.d)$$

onde:

$$\frac{\partial \bar{f}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} = \bar{f}_k \text{ se } k \in K_{ab}$$

$$\frac{\partial \bar{f}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} = 0 \text{ se } k \notin K_{ab}$$

Concluída a análise das parcelas do segundo termo da equação (8.93.e), pode-se escrever, compondo os resultados anteriores, a expressão completa do corte de Benders, associada ao subproblema de operação, como segue:

$$\begin{aligned} \alpha_p(x) \geq & \alpha_p(x^p) + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T \left[ \pi_{ar}^6 \frac{\partial \bar{g}_{ar}(x)}{\partial x_{it}} \right] (x_{it} - x_{it}^p) + \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T \left[ \pi_{ar}^7 \frac{\partial \bar{g}_{ar}(x)}{\partial x_{jt}} \right] (x_{jt} - x_{jt}^p) + \\ & + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T \left[ \pi_{abt}^8 \frac{\partial \bar{f}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} \right] (x_{kt} - x_{kt}^p) \end{aligned} \quad (8.97)$$

A expressão (8.97) representa a versão determinística do corte de Benders associado ao subproblema de confiabilidade, uma vez que não considera os efeitos de falhas de componentes sobre as variáveis duais  $\pi_{ar}^6$ ,  $\pi_{ar}^7$  e  $\pi_{abt}^8$  nem sobre os limites de geração e de intercâmbio.

Desenvolve-se a seguir a segunda etapa de análise, que visa a “probabilizar” o corte de Benders, ou seja, introduzir aspectos estocásticos nas restrições lineares correspondentes. No Capítulo 7, mostrou-se que a introdução de aspectos estocásticos na técnica de decomposição de Benders pode ser feita de duas maneiras:

- através da construção de um novo corte para estado de falha analisado, a cada estágio dentro do horizonte de análise;
- através de um único “corte médio”, que agrega a contribuição de todos os estados de falha em cada estágio de operação.

Assim como no subproblema de operação, os fatores estocásticos são levados em conta, no corte de Benders do subproblema de confiabilidade, através da construção de cortes médios em cada iteração. Para isso, devem ser calculados os valores esperados da função objetivo do subproblema de confiabilidade  $\alpha_p(x^p)$  e dos produtos do segundo termo da (8.97), sintetizados a seguir:

$$\bar{\pi}_{ar}^6 = E_{X_f} \left[ \pi_{ar}^6 \frac{\partial \bar{g}_{ar}(x)}{\partial x_{it}} \right] \quad (8.98.a)$$

$$\bar{\pi}_{ar}^7 = E_{X_f} \left[ \pi_{ar}^7 \frac{\partial \bar{g}_{ar}(x)}{\partial x_{jt}} \right] \quad (8.98.b)$$

$$\bar{\pi}_{abt}^8 = E_{X_f} \left[ \pi_{abt}^8 \frac{\partial \bar{f}_{abr}(x)}{\partial x_{kt}} \right] \quad (8.98.c)$$



A obtenção do valor esperado  $\bar{\alpha}_p(x^p)$  da função objetivo não oferece maiores dificuldades, pois é um resultado imediato do algoritmo de integração descrito na seção anterior. Já a determinação dos índices de sensibilidade da EPNS às decisões de investimento requer uma análise mais detalhada da influência das falhas dos equipamentos sobre as variáveis duais do subproblema de confiabilidade, relacionadas em (8.99), o que é feito a seguir.

#### 8.3.9.4 Contribuição das Falhas de Unidades Hidroelétricas

A influência das falhas de geradores hidroelétricos sobre  $\bar{\Pi}_{a\tau}^6$  pode ser melhor analisada substituindo-se a derivada do limite de geração da área  $a$  no estágio  $\tau$  em relação à variável de decisão  $x_{it}$  por seu valor, dado em (8.94.d), resultando:

$$\bar{\Pi}_{a\tau}^6 = E_{X\tau} [\pi_{a\tau}^6 \bar{g}_{i\tau}] \quad (8.99.a)$$

No caso de hidroelétricas, o limite  $\bar{g}_{i\tau}$  corresponde à capacidade total da usina  $i$ , ou seja, é dado pela soma das capacidades das unidades geradoras que compõem a usina, como segue:

$$\bar{g}_{i\tau} = \sum_{u \in U_i} \bar{g}_{u\tau} \quad (8.99.b)$$

onde  $u \in U_i$  indica o conjunto de unidades geradoras da usina  $i$

Esta distinção é importante, no caso do subproblema de confiabilidade, pois o cálculo dos índices de confiabilidade e de sensibilidade através do algoritmo de integração requer o tratamento individualizado dos componentes do sistema. No entanto, levando em conta que, por um lado, as capacidades unitárias e as taxas de falha são iguais para todos os geradores de uma mesma usina, e que, por outro, a decisão de investimento  $x_{it}$  se aplica indistintamente a todas as unidades da usina  $i$ , no desenvolvimento a seguir faz-se  $\bar{g}_{i\tau} = \bar{g}_{u\tau}$ , ou seja, cada unidade corresponde a uma “usina”, o que simplifica o tratamento e a apresentação, sem perda de generalidade das conclusões.

Nessas condições, e considerando que as unidades hidroelétricas estão sujeitas a falhas, o limite de capacidade  $\bar{g}_{i\tau}$  pode ser considerado uma variável aleatória, dada por:

$$\bar{g}_{i\tau} = \begin{cases} 0, & \text{com probabilidade } \lambda_i \\ G_i, & \text{com probabilidade } (1 - \lambda_i) \end{cases}$$

onde:

$\lambda_i$  taxa de indisponibilidade forçada da unidade hidroelétrica  $i$

$G_i$  potência efetiva da  $i$ -ésima unidade hidroelétrica.

Aplicando-se o teorema das probabilidades totais, pode-se escrever que:

$$\bar{\Pi}_{a\tau}^6 = E_{X\tau} [\pi_{a\tau}^6 \bar{g}_{i\tau} \mid \bar{g}_{i\tau} = 0] \lambda_i + E_{X\tau} [\pi_{a\tau}^6 \bar{g}_{i\tau} \mid \bar{g}_{i\tau} = G_i] (1 - \lambda_i) \quad (8.99.c)$$

Como a primeira parcela é identicamente nula, resulta:

$$\bar{\Pi}_{a\tau}^6 = (1 - \lambda_i) G_i E_{X\tau} [\pi_{a\tau}^6 \mid \bar{g}_{i\tau} = G_i] \quad (8.99.d)$$

A expressão anterior mostra que  $\bar{\Pi}_{a\tau}^6$  deve ser calculado considerando-se a distribuição de probabilidades de capacidade de geração da área  $a$  condicionada à disponibilidade da unidade  $i$ , que difere da distribuição utilizada no cálculo da EPNS, que considera tanto estados de falha

quanto de disponibilidade da unidade  $i$ . Com esta modificação, a sensibilidade deve ser calculada pelo modelo de confiabilidade através de uma modificação da expressão (8.80):

$$\frac{\partial EPNS^i}{\partial \bar{g}_{ar}} = - \sum_{r=1}^{Na-1} \delta_{ra} \sum_{\chi \in X_r} P^i(\chi) \quad (8.99.e)$$

onde:

$EPNS^i$  EPNS condicionada à não falha da unidade  $i$

$\chi_a$  capacidade do arco de geração da área  $a$

$\chi \in X_r$  estado do sistema pertencente ao modo de falha  $X_r$

$P^i(\chi)$  probabilidade do estado  $\chi$  condicionada à não falha da unidade  $i$

$\delta_{ra} \begin{cases} 1, & \text{se o arco de geração da área } a \text{ pertence ao corte } r \\ 0, & \text{em caso contrário} \end{cases}$

Considerando-se a independência das distribuições de probabilidade de capacidade de geração das áreas, a probabilidade condicionada  $P^i(\chi)$  pode ser calculada como segue:

$$P^i(\chi) = \frac{P_a^i(\chi)}{P_a(\chi)} \prod_{q \in \aleph}^{q \neq a} P_q(\chi) \quad (8.99.f)$$

onde:

$P_a^i(\chi)$  probabilidade condicionada à não falha de  $i$  do arco  $a$  no estado  $\chi$ ,

$P_a(\chi)$  probabilidade original do arco de geração  $a$  no estado  $\chi$

$P_q(\chi)$  probabilidade da capacidade do arco  $q$  no estado  $\chi$

$\aleph$  conjunto de arcos de geração e de interligação do grafo capacitado

Note-se que os modos de falha  $X_r$  não se alteram, pois a capacidade de geração máxima da área  $a$  na distribuição condicionada,  $P_a^i(\chi)$ , é idêntica à da distribuição original,  $P_a(\chi)$ . Essa propriedade decorre de o poliedro associado a cada modo de falha não se alterar com a probabilidade de estado dos componentes, mas sim com seus limites de capacidade.

Examina-se agora a relação entre o plano de expansão  $x$  e  $\bar{\Pi}_{ar}^6$ , levando em conta as observações precedentes. Para cada usina hidroelétrica, existe uma variável de decisão  $x_{it}$ , que informa ao subproblema de confiabilidade em que estágio a usina  $i$  foi adicionada ao sistema, na iteração corrente do algoritmo de Benders. Assim, para cada hidroelétrica  $i$ , duas situações podem ocorrer, para  $x_{it} = 1$ :

1.  $\tau < t$  indica que no estágio  $\tau$  a usina  $i$  ainda não foi adicionada ao sistema; neste caso, a usina  $i$  não integra o parque gerador da área  $a$  e portanto  $P_a^i(\chi) = P_a(\chi)$ , ou seja:

$$\bar{\Pi}_{ar}^6 = (1-\lambda_i) G_i \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{g}_{ar}} \quad (8.99.g)$$

2.  $\tau \geq t$  indica que no estágio  $\tau$  a usina  $i$  já foi adicionada ao sistema; neste caso, a usina  $i$  integra o parque gerador da área  $a$  e portanto  $P_a^i(\chi) \neq P_a(\chi)$ , ou seja:

$$\bar{\Pi}_{ar}^6 = (1-\lambda_i) G_i \frac{\partial EPNS^i}{\partial \bar{g}_{ar}} \quad (8.99.h)$$

As expressões (8.99.g) e (8.99.h) mostram que, para todo  $\tau \geq t$ , a integração deve ser feita considerando tanto a probabilidade não condicionada de cada modo de falha, visando ao cálculo de  $\bar{\alpha}_p(x^p)$ , quanto a probabilidade condicionada de cada modo de falha, visando ao cálculo de  $\bar{\pi}_{a\tau}^6$ . Um aspecto computacional importante é que os cálculos adicionais podem ser feitos em paralelo com os cálculos básicos, uma vez que os limites de integração são os mesmos nos dois casos.

### 8.3.9.5 Contribuição das Falhas de Unidades Termoelétricas

A influência das falhas de geradores hidroelétricos sobre  $\bar{\pi}_{a\tau}^7$  pode ser melhor analisada substituindo-se a derivada do limite de geração da área  $a$  no estágio  $\tau$  em relação à variável de decisão  $x_{it}$  por seu valor, dado em (8.95.d), resultando:

$$\bar{\pi}_{a\tau}^7 = E_{X_t} [\pi_{a\tau}^7 \bar{g}_{j\tau}] \quad (8.100.a)$$

A derivação de  $\bar{\pi}_{a\tau}^7$  pode ser feita estendendo-se os resultados obtidos em (8.3.9.4) ao caso de usinas termoelétricas. Desse modo, designando-se por  $G_j$  a potência disponível na usina termoelétrica  $j$ , por  $x_{jt} = 1$  a variável de decisão e por  $\lambda_j$  a taxa de falha associadas à unidade termoelétrica  $j$ , tem-se:

1.  $\tau < t$  indica que no estágio  $\tau$  a usina  $j \in J$  ainda não foi adicionada ao sistema; neste caso, a usina  $j$  não integra o parque gerador da área  $a$  e portanto  $P_a^j(\chi) = P_a(\chi)$ , ou seja:

$$\bar{\pi}_{a\tau}^7 = (1 - \lambda_j) G_j \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{g}_{a\tau}} \quad (8.100.b)$$

2.  $\tau \geq t$  indica que no estágio  $\tau$  a usina  $j \in J$  já foi adicionada ao sistema; neste caso, a usina  $i$  integra o parque gerador da área  $a$  e portanto  $P_a^j(\chi) \neq P_a(\chi)$ , ou seja:

$$\bar{\pi}_{a\tau}^7 = (1 - \lambda_j) G_j \frac{\partial EPNS^j}{\partial \bar{g}_{a\tau}} \quad (8.100.c)$$

### 8.3.9.6 Contribuição das Falhas de Interligações

A contribuição das falhas de circuitos de interligações para  $\bar{\pi}_{abr}^8$  pode ser melhor analisada substituindo-se a derivada do limite de intercâmbio entre as áreas  $a$  e  $b$  no estágio  $\tau$  em relação à variável de decisão  $x_{it}$  por seu valor, dado em (8.96.d), como segue:

$$\bar{\pi}_{abr}^8 = E_{X_t} [\pi_{abr}^8 \bar{f}_{k\tau}] \quad (8.101.a)$$

Supõe-se, no caso geral, que uma interligação  $T_{ab}$  é composta por  $N_{ab}$  circuitos em paralelo, sujeitos a falhas independentes (a falha de um circuito não afeta os outros), de forma que a interligação apresenta  $2^{N_{ab}}$  estados de capacidade.

No que segue,  $K_{ab}$  designa o conjunto de circuitos pertencente a uma interligação  $T_{ab}$ , e  $k \in K_{ab}$  indica o  $k$ -ésimo circuito desta interligação e  $X_{ab}$  representa o conjunto de  $2^{N_{ab}}$  estados de capacidade da interligação.

Como os circuitos estão sujeitos a falhas, a capacidade de um circuito  $k$  é uma variável aleatória, definida por:

$$\bar{f}_{k\tau} = \begin{cases} 0, & \text{com probabilidade } \lambda_k \\ F_k, & \text{com probabilidade } (1 - \lambda_k) \end{cases} \quad (8.101.b)$$

onde  $\lambda_k$  é a taxa de indisponibilidade forçada e  $F_k$  a potência efetiva do circuito  $k \in K_{ab}$

Nesse contexto, a capacidade do arco de interligação,  $\bar{f}_{abr}$ , é também uma variável aleatória com  $2^{N_{ab}}$  estados de capacidade, dados por:

$$\bar{f}_{abr} = \begin{cases} 0, & \text{com probabilidade } \lambda_{ab} \\ F_{ab}(\chi_{ab}), & \text{com probabilidade } P_{ab}(\chi_{ab}) \end{cases} \quad (8.101.c)$$

onde:

$$\lambda_{ab} = \prod_{k \in K_{ab}} \lambda_k$$

$F_{ab}(\chi_{ab})$  capacidade de intercâmbio no estado  $\chi_{ab}$  da interligação  $T_{ab}$

$P_{ab}(\chi_{ab})$  probabilidade de ocorrência do estado  $\chi_{ab}$  da interligação  $T_{ab}$

$$P_{ab}(\chi_{ab}) = \prod_{n \in \chi_{ab,up}} \lambda_n \prod_{q \in \chi_{ab,do}} (1 - \lambda_q)$$

onde:

$\chi_{ab,up}$  subconjunto de circuitos de  $T_{ab}$  indisponíveis para operação

$\chi_{ab,do}$  subconjunto de circuitos de  $T_{ab}$  disponíveis para operação

Com isso,  $\bar{\pi}_{abr}^8$  pode ser reescrito como segue:

$$\bar{\pi}_{abr}^8 = E_{X_r} [ \pi_{abr}^8 \bar{f}_{abr} ] \quad (8.101.d)$$

Aplicando-se o teorema das probabilidades totais, pode-se escrever que:

$$\begin{aligned} \bar{\pi}_{abr}^8 &= E_{X_r} [ \pi_{abr}^8 \bar{f}_{abr} \mid \bar{f}_{abr} = 0 ] \lambda_{ab} + \\ &\sum_{\chi_{ab} \in X_{ab}} E_{X_r} [ \pi_{abr}^8 \bar{f}_{abr} \mid \bar{f}_{abr} = F_{ab}(\chi_{ab}) ] P_{ab}(\chi_{ab}) \end{aligned} \quad (8.101.e)$$

Como a primeira parcela é identicamente nula, fica:

$$\bar{\pi}_{abr}^8 = \sum_{\chi_{ab} \in X_{ab}} E_{X_r} [ \pi_{abr}^8 \bar{f}_{abr} \mid \bar{f}_{abr} = F_{ab}(\chi_{ab}) ] P_{ab}(\chi_{ab}) \quad (8.101.f)$$

A expressão anterior mostra que o cálculo de  $\bar{\pi}_{abr}^8$  requer, no caso geral, uma integração condicionada a cada estado de capacidade da interligação  $T_{ab}$ . Esta formulação vale inclusive quando a capacidade da interligação é uma função não separável da capacidade de seus circuitos, ou seja, quando a capacidade de transferência de cada circuito depende do estado dos demais circuitos que compõem a interligação. Nesta situação, o efeito da adição de um circuito deve ser avaliado para cada possível estado da interligação.

Na maior parte das interligações, no entanto, a capacidade de intercâmbio pode ser aproximada, com precisão razoável, por funções lineares das capacidades dos componentes, ou seja:

$$\bar{f}_{abt} = \sum_{k \in K_{ab}} \bar{f}_k \sigma_{it} \quad (8.101.g)$$

Neste caso, a contribuição de cada circuito para a capacidade de intercâmbio independe do estado dos demais circuitos da interligação, o que facilita o cálculo de  $\bar{\Pi}_{abr}^8$ , que pode ser feito estendendo-se os resultados obtidos em (8.3.9.4). Desse modo, designando-se por  $F_k$  a capacidade de transferência do circuito  $k \in K_{ab}$ , por  $x_{kt} = 1$  a variável de decisão e por  $\lambda_k$  a taxa de falha associadas ao circuito  $k$ , tem-se:

1.  $\tau < t$  indica que no estágio  $\tau$  o circuito  $k \in K_{ab}$  ainda não foi adicionado ao sistema; neste caso, o circuito  $k$  não integra a interligação  $T_{ab}$  e portanto  $P_{ab}^k(\chi) = P_{ab}(\chi)$ , ou seja:

$$\bar{\Pi}_{abr}^8 = (1 - \lambda_k) F_k \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{f}_{abr}} \quad (8.101.h)$$

2.  $\tau \geq t$  indica que no estágio  $\tau$  o circuito  $k \in K_{ab}$  já foi adicionado ao sistema; neste caso, o circuito  $k$  integra a interligação  $T_{ab}$  e portanto  $P_{ab}^k(\chi) \neq P_{ab}(\chi)$ , ou seja:

$$\bar{\Pi}_{abr}^8 = (1 - \lambda_j) F_k \frac{\partial EPNS^k}{\partial \bar{f}_{abr}} \quad (8.101.i)$$

### 8.3.9.7 Contribuição das Condições Hidrológicas e Níveis de Carga

A derivação anterior condicionou os fatores  $\bar{\Pi}_{ar}^6$ ,  $\bar{\Pi}_{ar}^7$  e  $\bar{\Pi}_{abr}^8$ , a uma condição hidrológica  $h$  e a um nível de carga  $l$ . A generalização para fatores não-condicionados considera um conjunto  $H$  de condições hidrológicas equiprováveis e um conjunto  $L$  de níveis de carga, com probabilidades conhecidas, como indicado a seguir:

$$\bar{\Pi}_{ar}^6 = \frac{1}{H} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1 - \lambda_i) G_i \frac{\partial EPNS^i}{\partial \bar{g}_{ar}}(h, l) \quad (8.102.a)$$

$$\bar{\Pi}_{ar}^7 = \frac{1}{H} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1 - \lambda_j) G_j \frac{\partial EPNS^j}{\partial \bar{g}_{ar}}(h, l) \quad (8.102.b)$$

$$\bar{\Pi}_{abr}^8 = \frac{1}{H} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1 - \lambda_k) F_k \frac{\partial EPNS^k}{\partial \bar{f}_{abr}}(h, l) \quad (8.102.c)$$

### 8.3.9.8 Cálculo do Corte de Benders Estocástico

Substituindo-se (8.105) em (8.98), resulta a expressão completa da versão probabilística do corte de Benders associado ao subproblema de confiabilidade, que leva em conta os efeitos de falhas de componentes e os aspectos estocásticos de hidrologia e de carga, como segue:

$$\begin{aligned} \alpha_p(x) \geq & \bar{\alpha}_p(x^p) + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^{t-1} \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1 - \lambda_i) G_i \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{g}_{ar}}(h, l) \right] (x_{it} - x_{it}^p) + \\ & + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=t}^T \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1 - \lambda_i) G_i \frac{\partial EPNS^i}{\partial \bar{g}_{ar}}(h, l) \right] (x_{it} - x_{it}^p) + \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^{t-1} \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1 - \lambda_j) G_j \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{g}_{ar}}(h, l) \right] (x_{jt} - x_{jt}^p) + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^T \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_j) G_j \frac{\partial EPNS^j}{\partial \bar{g}_{ar}}(h, l) \right] (x_{jt} - x_{jt}^p) + \\
& + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^{t-1} \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_k) F_k \frac{\partial EPNS}{\partial \bar{f}_{abr}}(h, l) \right] (x_{kt} - x_{kt}^p) + \\
& + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \sum_{\tau=1}^T \left[ \frac{1}{N_h} \sum_{h \in H} \sum_{l \in L} P^l (1-\lambda_k) F_k \frac{\partial EPNS^k}{\partial \bar{f}_{abr}}(h, l) \right] (x_{kt} - x_{kt}^p) \quad (8.103)
\end{aligned}$$

onde  $N_h$  é o número de seqüências hidrológicas

## 8.4 CONCLUSÕES

O presente capítulo teve como objetivo principal a formulação matemática do problema de planejamento integrado de sistemas multiárea, a partir do método de decomposição de Benders e dos conceitos específicos de cada subproblema, detalhados no Capítulo 7.

Inicialmente, foi formulado e detalhado o subproblema de investimento, definindo-se as principais variáveis de decisão e as restrições pertinentes: unicidade, exclusividade, obrigatoriedade e datas mais cedo e data mais tarde de cada projeto.

A seguir, foi formulado o subproblema de operação energética, sob a forma de um problema de programação linear multi-estágio, cuja estrutura de fluxo em redes possibilita a aplicação de algoritmos computacionais especializados, com grandes vantagens computacionais sobre o método simplex. Concluindo esta parte, foram determinados os cortes de Benders correspondentes, considerando os aspectos estocásticos relacionados às condições hidrológicas.

Completando a modelagem, foi analisado o subproblema de confiabilidade e discutidas as principais características das técnicas de solução deste problema. Mostrou-se que este subproblema também pode ser formulado e resolvido de forma eficiente através de uma rede de transportes com capacidade dos arcos sujeitas a aleatoriedades. Mostrou-se que a solução do subproblema de confiabilidade envolve um processo de integração de poliedros convexos, que caracterizam os modos de falha do sistema.

Mostrou-se ainda, neste capítulo, que uma vez caracterizados os modos de falha e os critérios de repartição dos cortes de carga, os índices de confiabilidade a nível de sistema e de área podem ser calculados a partir das probabilidades dos modos de falha. Foram apresentados também critérios e filtros capazes de reduzir o esforço computacional da análise de confiabilidade multiárea por integração direta, os quais foram incorporados ao algoritmo básico do módulo de análise de confiabilidade do modelo de planejamento integrado.

Finalizando, foram derivados os cortes de Benders associados ao subproblema de confiabilidade, levando em conta a influência das aleatoriedades e das decisões de investimento sobre as capacidades dos arcos do grafo capacitado representativo do sistema multiárea.

## 9. MODELO PARA PLANEJAMENTO INTEGRADO: APLICAÇÃO

O presente capítulo tem como objetivo descrever uma aplicação computacional do modelo de planejamento integrado proposto no Capítulo 6, conceituado no Capítulo 7 e formulado matematicamente no Capítulo 8.

O estudo de caso visa mostrar a potencialidade do modelo apresentado no Capítulo 8 e comprovar os benefícios do planejamento integrado de sistemas de geração-transmissão, em contraposição à expansão especializada.

O sistema teste escolhido é um sistema de grande porte baseado na configuração 1993 do Sistema Sul-Sudeste brasileiro, composto por diversas empresas estaduais, interligadas através de redes elétricas pertencentes às empresas federais, conforme ilustrado na Figura 9.1. A aplicação do modelo a este sistema é feita em três etapas, como segue:

- na primeira, faz-se uma expansão de mínimo custo visando atender ao mercado de energia, baseada apenas nos critérios de confiabilidade de energia;
- na segunda etapa, faz-se uma expansão ótima em termos de confiabilidade de potência, condicionada ao plano de expansão ótimo energético, determinado na etapa anterior;
- na terceira etapa, faz-se uma expansão de mínimo custo global, considerando-se simultaneamente os aspectos de energia e de potência, ou seja, determina-se o plano ótimo integrado.

Antes de descrever as aplicações do modelo e analisar seus principais resultados, descrevem-se as características principais do sistema e dos seus componentes. Descrevem-se ainda os principais parâmetros econômicos e de custo considerados nos estudos. Nesta aplicação, não foram consideradas restrições financeiras.

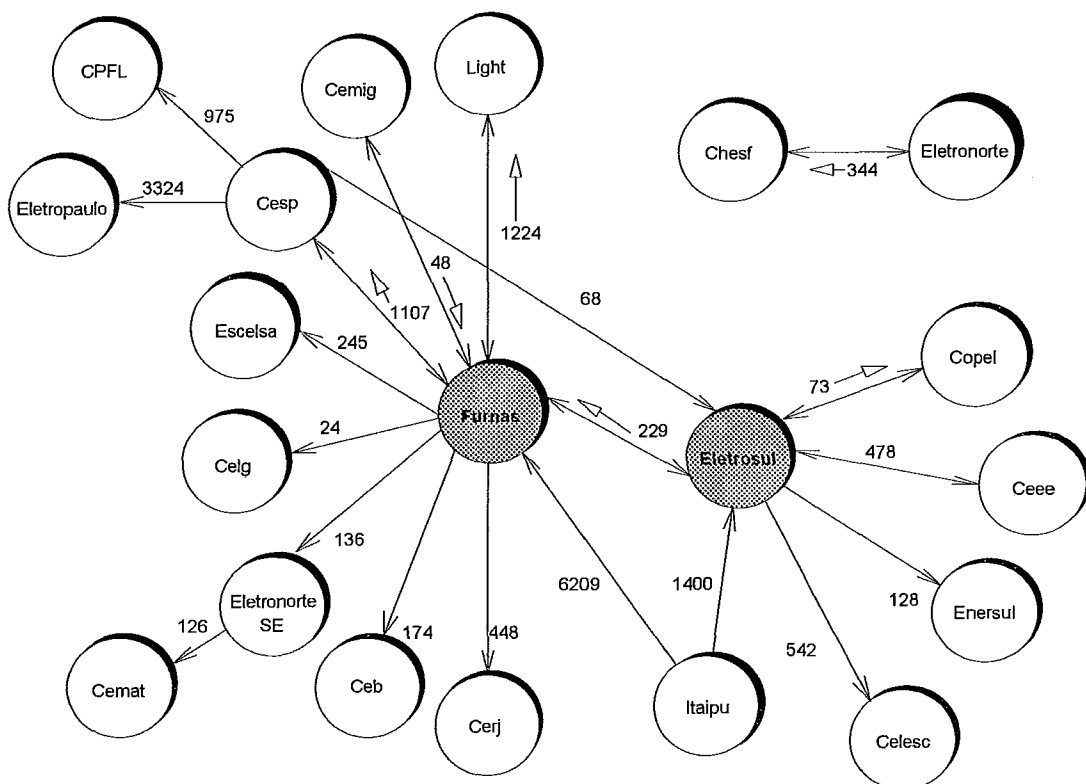


Figura 9.1 - Sistema Interligado Brasileiro

## 9.1 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

### 9.1.1 Configuração do Sistema

O sistema teste adotado no presente estudo é baseado na configuração do sistema interligado Sul-Sudeste correspondente ao ano de 1993. Este sistema é composto por dois subsistemas, com um total de 54 usinas hidroelétricas e 17 termoeleétricas, com uma capacidade instalada total de 45.835 MW, sendo 43.675 MW em usinas hidroelétricas e 2160 MW em termoeleétricas.

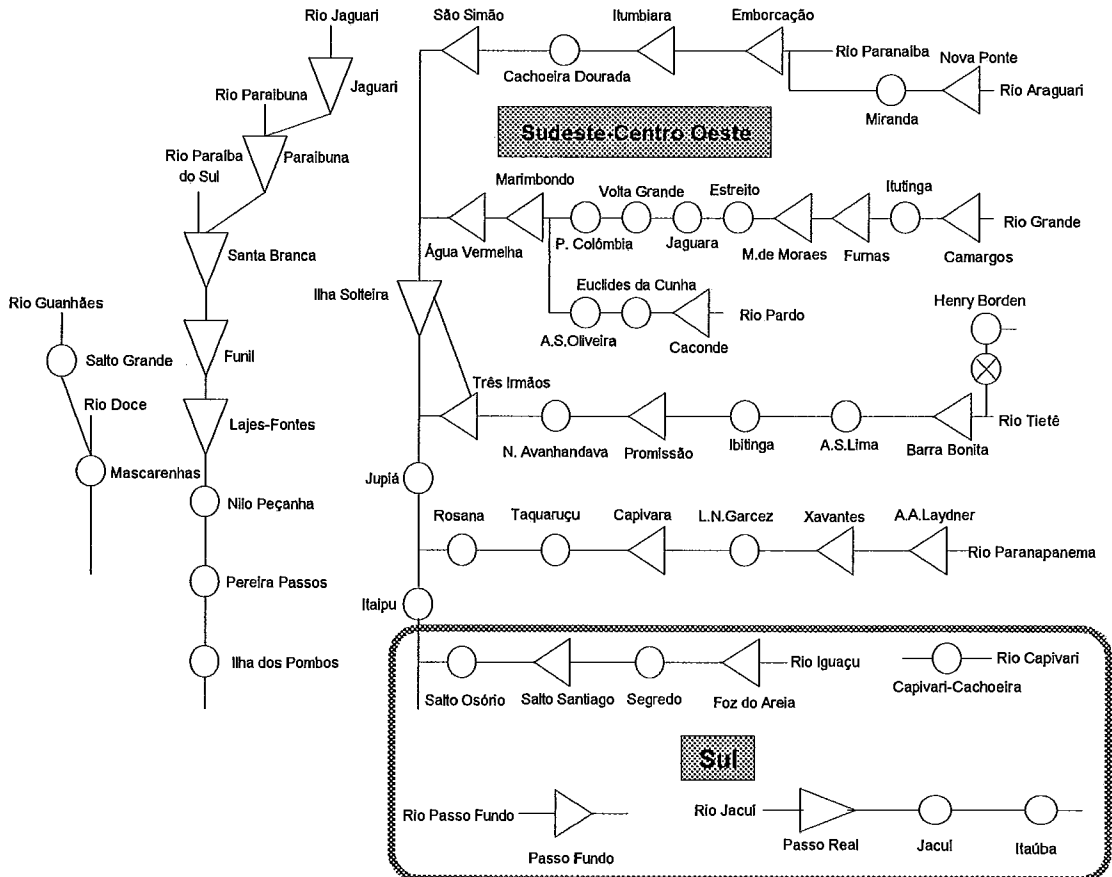


Figura 9.2 - Sistema Existente: Centrais Hidroelétricas

Os Quadros 9.1 e 9.2 apresentam as centrais hidro e termoeleétricas presentes na configuração inicial do sistema gerador do caso teste, ilustrada na Figura 9.2.

O Quadro 9.1 define, para cada usina hidroelétrica existente, o número de identificação, o posto hidrológico associado, que define as aflúncias correspondentes à usina no arquivo histórico de vazões, o nome da usina, seu volume inicial, o subsistema e a área elétrica pertinentes. As características técnicas destas usinas são detalhadas no Quadro 9.7, juntamente com as características técnicas dos projetos hidroelétricos.

O Quadro 9.2 apresenta as centrais termoeleétricas presentes na configuração inicial do sistema gerador, agrupadas em classes térmicas, de acordo com o tipo de combustível. As usinas de uma mesma classe térmica compartilham parâmetros técnicos e econômicos, tais como: rendimento térmico, custos de O&M fixos e variáveis, vida útil e custos marginais de produção. Este Quadro mostra também a capacidade total de cada classe térmica, considerando a capacidade instalada e o fator de capacidade máximo das usinas em cada classe. O fator de capacidade mínimo das usinas é também informado e serve para determinar a energia mínima a ser considerada na operação de cada usina.



**QUADRO 9.1 - SISTEMA HIDROELÉTRICO: CONFIGURAÇÃO INICIAL**

Número da Usina	Posto Hidr.	Nome da Usina	Volume Inic. (pu)	Sub-sist.	Área elétr.	Número da Usina	Posto Hidr.	Nome da Usina	Volume Inic. (pu)	Sub-sist.	Área elétr.
4030	155	Três Marias	1.00	1	2	6160	17	Marimbondo	1.00	1	11
5640	134	Salto Grande	1.00	1	4	6170	18	A.Vermelha	1.00	1	11
5681	144	Mascarenhas	1.00	1	4	6300	44	I.solt+3 Irmãos	1.00	1	9
5805	121	Paraibuna	1.00	1	6	6220	37	Barra Bonita	1.00	1	21
5800	120	Jaguari	1.00	1	6	6221	38	A.S.Lima	1.00	1	21
5810	123	Funil	1.00	1	6	6240	39	Ibitinga	1.00	1	21
5850	301	Idos Pombos	1.00	1	6	6241	40	Promissao	1.00	1	21
5890	302	Nilo Peçanha	1.00	1	7	6243	42	N. Avandava	1.00	1	21
5892	368	Fontes-Lajes	1.00	1	8	6320	45	Jupia	1.00	1	9
5893	371	Fontes-BC	1.00	1	8	6410	47	A.A.Laydner	1.00	1	19
5812	125	Sta. Cecilia	1.00	1	6	6415	49	Xavantes	1.00	1	19
5895	304	P. Passos	1.00	1	7	6420	50	Lucas Garcez	1.00	1	19
6021	24	Emborcação	1.00	1	10	6440	61	Capivara	1.00	1	19
6050	31	Itumbiara	1.00	1	10	6482	67	Itaipu	1.00	1	9
6051	32	Cach.Dourada	1.00	1	10	8010	116	Cubatão (hb)	1.00	1	14
6070	33	Sao Simão	1.00	1	10	6445	63	Rosana	1.00	1	19
6103	1	Camargos	1.00	1	11	6441	62	Taquaruçu	1.00	1	19
6104	2	Itutinga	1.00	1	11	6032	25	Nova Ponte	1.00	1	10
6120	6	Furnas	1.00	1	11	6515	74	Foz do Areia	1.00	2	18
6125	7	M. Moraes	1.00	1	11	6531	77	S. Santiago	1.00	2	18
6126	8	Estreito	1.00	1	11	6532	78	Salto Osório	1.00	2	18
6127	9	Jaguara	1.00	1	11	7320	275	Passo Fundo	1.00	2	13
6129	11	Volta Grande	1.00	1	11	8110	115	G.P.Souza	1.00	2	16
6135	12	P. Colombia	1.00	1	11	8710	111	Passo Real	1.00	2	17
6139	14	Caconde	1.00	1	11	8720	112	Jacuí	1.00	2	17
6145	15	E. da Cunha	1.00	1	11	8730	113	Itaúba	1.00	2	17
6146	16	A.S. Oliveira	1.00	1	11	6530	76	Segredo	1.00	2	18

**QUADRO 9.2 - SISTEMA TERMELÉTRICO: CONFIGURAÇÃO INICIAL**

Classe Térm.	Tipo de Comb.	Rend. (%)	O&M Fixo (US\$/MWH)	O&M Var. (US\$/MWH)	Vida Útil	Capac. (MW <sub>méd</sub> )	Custo (US\$/kW)	Usinas da Classe		Capac. (MW)	FC <sub>min</sub> (pu)	FC <sub>max</sub> (pu)
								#	Nome			
101	Nuclear	1	8.50	0.00	30	420.48	8.50	100	Angra I	657.0	0.5	0.6
102	Óleo 8A	34	16.03	18.00	25	0.0	16.03					
103	Óleo 7A	30	17.14	18.00	25	542.86	17.14	300	Santa Cruz 3/4	440.0	0.1	0.8
								301	Santa Cruz 1/2	168.0	0.1	0.7
								302	Igarapé I	125.0	0.2	0.7
104	Óleo 1B	30	33.75	12.00	25	191.70	33.75	100	Piratininga 3/4	270.0	0.1	0.7
105	Óleo 1B	30	37.73	12.00	25	140.00	37.73	150	Piratininga 1/2	200.0	0.1	0.7
106	Óleo 2A	30	36.49	12.00	25	22.40	36.49	200	Carioba	32.0	0.2	0.7
107	Óleo 1A	30	43.45	12.00	25	22.40	43.45	250	R.Silveira	32.0	0.0	0.7
108	Óleo 1A	30	46.32	12.00	25	23.10	46.32	300	São Gonçalo A	11.0	0.0	0.7
								301	São Gonçalo B	22.0	0.0	0.7
201	Carvão	30	11.92	18.70	30	317.92	11.92	100	P. Médici A	126.0	0.4	0.7
								101	P. Médici B	320.0	0.4	0.7
202	Carvão	30	20.15	23.10	30	340.04	20.15	200	J.Lacerda 1/3	100.0	0.3	0.7
								201	J.Lacerda 3/4	132.0	0.3	0.7
								202	J.Lacerda 5/6	250.0	0.3	0.7
203	Carvão	30	31.94	23.10	30	50.40	31.94	300	Charqueadas	72.0	0.3	0.7
204	Carvão	30	55.37	23.10	30	11.90	55.37	400	São Jerônimo	17.0	0.3	0.7
205	Carvão	30	34.13	23.10	30	14.00	34.13	500	Figueira	20.0	0.3	0.7
206	Óleo 2A	30	40.66	12.00	25	16.80	40.66	600	Nutepa	24.0	0.1	0.7
207	Óleo 2A	30	44.51	12.00	25	46.20	44.51	700	Alegrete	66.0	0.1	0.7
208	Carvão	32	24.86	9.20	30	0.00	24.86					
209	Gás Nat.	43	24.96	20.80	25	0.00	24.96					

### 9.1.2 Projetos de Investimento

O conjunto de projetos de investimento em geração compreende 55 usinas com uma capacidade total de 16.546 MW. Neste conjunto, 43 usinas são hidroelétricas, totalizando 13.961 MW, e 12 centrais são termoeletricas, totalizando 2585 MW. O conjunto de projetos hidroelétricos é sintetizado no Quadro 9.3 e os termoeletricos é apresentado no Quadro 9.4.

O Quadro 9.3 apresenta, para cada projeto hidroelétrico, o número da usina, o posto hidrológico associado, que define as aflúncias naturais históricas ligadas ao projeto, o custo de investimento, o volume inicial do reservatório, o subsistema da usina, as datas limites, a área elétrica (empresa) e o número do plano de desembolso, detalhado no Quadro 9.6. As características técnicas dos projetos hidroelétricos são apresentadas no Quadro 9.7. As datas mínimas levam em conta os prazos de maturação dos projetos de investimento.

**QUADRO 9.3 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: SISTEMA HIDROELÉTRICO**

Número da Usina	Posto Hidrol.	Nome da Usina	Custo Inv. (MUS\$)	Vol. Inic. (pu)	Sub-sist.	Datas Limites		Área elétr.	Plano de desemb.
						Min.	Max.		
6425	51	Canoas I	223.70	1.00	SE/CO	1996	2004	19	1
6423	52	Canoas II	200.30	1.00	SE/CO	1996	2004	19	2
6360	46	Porto Primavera	3888.30	1.00	SE/CO	1999	2004	9	3
8120	424	Funil-Ribeira	270.60	1.00	SE/CO	1998	2004	16	4
6411	139	Piraju SP	216.80	1.00	SE/CO	2000	2004	19	50
6033	26	Miranda	587.00	1.00	SE/CO	1997	2004	10	5
6128	10	Igarapava	340.50	1.00	SE/CO	1997	2004	11	6
5833	127	Sobragi	191.15	1.00	SE/CO	1998	2004	6	50
6109	3	Funil-Grande	127.42	1.00	SE/CO	1998	2004	11	50
5641	397	Porto Estrela	170.54	1.00	SE/CO	1998	2004	4	50
5622	409	Gullman	92.04	1.00	SE/CO	1999	2004	4	50
5623	391	Amorim	136.70	1.00	SE/CO	1999	2004	4	50
6003	432	Bocaina	279.30	1.00	SE/CO	2000	2004	10	7
5603	135	Pilar I	147.16	1.00	SE/CO	2000	2004	4	50
4120	457	Quartel	178.82	1.00	SE/CO	2000	2004	2	50
5830	126	Picada	215.36	1.00	SE/CO	2000	2004	6	50
5410	148	Irapé	542.10	1.00	SE/CO	2002	2004	3	8
4130	459	Rodeado	132.10	1.00	SE/CO	2001	2004	2	50
5656	400	Traíra	133.63	1.00	SE/CO	2001	2004	4	50
6034	27	Capim Branco	702.80	1.00	SE/CO	2002	2004	10	9
4230	477	Queimado	154.70	1.00	SE/CO	2003	2004	2	10
4110	156	Formoso	659.30	1.00	SE/CO	2003	2004	2	11
5703	389	Rosal	65.60	1.00	SE/CO	1999	2004	5	12
5708	219	Franca Amaral	39.50	1.00	SE/CO	2002	2004	5	13
6149	474	Barretos	90.60	1.00	SE/CO	2003	2004	11	14
6147	222	Viradouro	74.80	1.00	SE/CO	2003	2004	11	15
6630	428	Manso	513.40	1.00	SE/CO	2001	2004	12	16
6046	30	Corumba I	958.70	1.00	SE/CO	1998	2004	10	17
2040	209	Serra da Mesa	1698.40	1.00	SE/CO	1999	2004	1	18
2110	211	Cana Brava	515.70	1.00	SE/CO	2000	2004	1	19
5842	300	Simplicio	358.40	1.00	SE/CO	2002	2004	6	20
5840	298	Sapucaia	241.30	1.00	SE/CO	2003	2004	6	21
5841	230	Anta	12.90	1.00	SE/CO	2003	2004	6	21
5806	122	Santa Branca	50.50	1.00	SE/CO	1998	2004	6	22
8740	114	D. Francisca	185.40	1.00	SUL	1998	2004	17	23
8210	281	Cubatão-Sul	68.50	1.00	SUL	1998	2004	15	24
6551	81	Salto Caxias	939.70	1.00	SUL	1999	2004	18	25
6435	57	São Jerônimo	409.50	1.00	SUL	2001	2004	20	26
6438	60	Jataizinho	239.90	1.00	SUL	2002	2004	20	27
6437	59	Cebolão	226.50	1.00	SUL	2003	2004	20	28
7310	274	Itá	1239.60	1.00	SUL	2000	2004	13	29
7220	272	Machadinho	1362.40	1.00	SUL	2001	2004	13	30
7510	297	Garabi	1113.60	1.00	SUL	2003	2004	13	31

O quadro 9.4 resume as características dos projetos termoelétricos, quais sejam: o número e nome da usina, a classe térmica, a capacidade e o custo de investimento, os fatores de capacidade máximo e mínimo, as datas limite e o plano de desembolso. A classe térmica determina o tipo de combustível, a vida útil e o custo de operação de cada projeto.

**QUADRO 9.4 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: SISTEMA TERMOELÉTRICO**

Número da Usina	Classe Térmica	Nome da Usina	Custo MUS\$	Capac. MW	FC <sub>min</sub> (pu)	FC <sub>max</sub> (pu)	Datas Limites		Plano de Desemb.
							Min.	Máx.	
1	102	Replan I	661	350	0.00	0.84	1995	1995	32
2	101	Angra II	7269	1309	0.00	0.75	2003	2004	33
3	201	Candiota 3/1	714	350	0.00	0.80	1995	1995	34
4	201	Candiota 3/2	548	350	0.00	0.80	1995	1995	35
5	202	J.Lacerda IV	810	350	0.00	0.80	1995	1995	36
6	208	Jacuí	867	350	0.00	0.80	1995	1995	37
7	209	C. Grande I	44	53	0.00	0.90	1994	1994	38
8	209	C. Grande II	22	26	0.00	0.90	1994	1994	39
9	209	C. Grande III	22	26	0.00	0.90	1994	1994	40
10	209	C. Grande IV	44	53	0.00	0.90	1994	1994	41
11	209	Corumbá I	22	26	0.00	0.90	1994	1994	42
12	209	Corumbá II	22	26	0.00	0.90	1994	1994	40

O Quadro 9.5 apresenta o conjunto de projetos de reforço da interligação, que consiste de 6 reforços, com capacidade de 1000 MW, ou seja, uma possibilidade de expansão do limite de intercâmbio até 6000 MW. O Quadro 9.5 mostra também os custos e a capacidade de cada projeto de reforço, bem como as datas limites e os planos de desembolso correspondentes.

**QUADRO 9.5 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: INTERLIGAÇÕES**

Número	Sistema De	Sistema Para	Nome	Custo (MUS\$)	Capacidade (MW)		Datas Limites		Plano de Desemb.
					De/Para	Para/De	Min.	Máx.	
1	1	2	INT1	195.00	1000.00	1000.00	Jan/93	Jan/93	50
2	1	2	INT2	195.00	1000.00	1000.00	Jan/93	Jan/93	50
3	1	2	INT3	195.00	1000.00	1000.00	Jan/94	Jan/02	50
4	1	2	INT4	195.00	1000.00	1000.00	Jan/94	Jan/02	50
5	1	2	INT5	195.00	1000.00	1000.00	Jan/94	Jan/02	50
6	1	2	INT6	195.00	1000.00	1000.00	Jan/96	Jan/02	50

O Quadro 9.6 descreve os planos de desembolsos padrões, em porcentagem do valor nominal de cada projeto, bem como o prazo de construção (carência) associado.

**QUADRO 9.6 - PROJETOS DE INVESTIMENTO: PLANOS DE DESEMBOLSO**

Plano	Carência	Desembolsos Anuais (%)								Plano	Carência	Desembolsos Anuais (%)							
1	4	52	24	16	7	1				22	5	5	18	32	42	3			
2	4	26	19	28	21	6				23	6	12	19	32	19	12	6		
3	4	81	8	4	4	3				24	4	9	26	41	24				
4	6	2	1	15	28	31	19	4		25	7	3	6	18	30	32	10	1	
5	5	24	9	15	23	21	8			26	7	1	13	19	20	21	19	7	
6	5	3	2	17	23	32	21	2		27	8	1	1	5	11	21	28	23	10
7	3	48	40	12						28	8	1	1	3	9	19	29	26	2
8	6	2	10	20	32	29	7			29	8	20	2	3	12	21	19	15	6
9	5	2	12	24	30	25	7			30	8	4	3	10	14	19	22	16	7
10	1	7	22	32	30	9				31	7	2	9	13	17	22	15	11	11
11	5	1	19	33	19	20	8			32	1	1	13	14	30	30	12		
12	4	10	30	40	20					33	1	74	5	6	5	4	2	2	1
13	7	1	2	8	15	25	33	16		34	1	17	15	24	22	17	5		
14	3	34	46	20						35	1	15	20	35	20	10			
15	3	34	47	19						36	1	91	9						
16	6	27	12	20	20	11	7	3		37	1	70	7	11					
17	5	82	8	5	3	2				38	1	17	66	17					
18	7	39	7	10	16	13	6	9		39	1	1	17	65	17				
19	7	4	7	11	15	20	22	15	6	40	1	25	68	7					
20	6	7	8	16	34	26	7	2		41	1	25	68	7					
21	6	12	9	15	39	14	11			42	1	1	17	66	16				

### 9.1.3 Características das Usinas Hidroelétricas

O quadro 9.7 detalha as principais características técnicas das usinas hidroelétricas existentes e programadas para o sistema teste, quais sejam: nome da usina, matriz de jusante, volumes mínimo, médio e máximo de cada reservatório, cotas mínimas, média e máxima, nível de jusante, perdas hidráulicas, rendimento do conjunto turbina-gerador, produtividade e a capacidade instalada nominal de cada projeto. A partir deste conjunto de parâmetros, é construída a representação agregada do sistema gerador hidroelétrico de cada subsistema.

**QUADRO 9.7 - CARACTERÍSTICAS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS**

Nome da Usina	Usina de Jusante	Volume			Cota			Nível Jus. (m)	Perda Hidr. (m)	Rendí mento (pu)	Produ ti vidade (kWh/m <sup>3</sup> )	Pot Norm. (MW)
		Mín. (hm <sup>3</sup> )	Méd. (hm <sup>3</sup> )	Máx. (hm <sup>3</sup> )	Mín. (m)	Méd. (m)	Máx. (m)					
Três Marias	4110	4250.	19528.	19528.	545.	568.	568.	511.5	0.5	0.870	0.133	396.0
Salto Grande	5641				328.	328.	328.	228.1	5.6	0.840	0.216	102.0
Mascarenhas	0				61.	61.	61.	38.0	0.5	0.890	0.054	123.0
Paraibuna	5806	2096.	4732.	4732.	695.	714.	714.	626.4	1.7	0.890	0.209	86.0
Jaguari	5810	443.	1236.	1236.	605.	623.	623.	557.9	0.5	0.870	0.153	28.0
Funil	5812	283.	888.	888.	440.	467.	467.	394.3	1.5	0.860	0.166	222.0
Ilha dos Pombos	0				140.	140.	140.	106.1	0.6	0.790	0.071	164.0
Nilo Peçanha	5895				399.	399.	399.	86.9	2.9	0.870	0.733	380.0
Fontes-Lajes	5895	102.	467.	467.	398.	415.	415.	90.3	1.4	0.850	0.749	44.0
Fontes-BC	5895				399.	399.	399.	90.3	5.4	0.850	0.703	88.0
Santa Ceclia	5840				353.	353.	353.	348.0	0.0	0.010	0.000	0.0
Pereira Passos	0				87.	87.	87.	48.5	0.4	0.850	0.087	100.0
Emborcação	6050	4669.	17190.	17190.	615.	660.	660.	521.9	1.7	0.890	0.331	1192.0
Itumbiara	6051	4573.	17027.	17027.	495.	520.	520.	437.1	1.0	0.900	0.201	2280.0
Cach. Dourada	6070				434.	434.	434.	401.8	0.8	0.870	0.075	638.0
São Simão	6300	7000.	12540.	12540.	391.	401.	401.	328.1	0.4	0.920	0.182	1680.0
Camargos	6104	120.	792.	792.	899.	913.	913.	886.1	0.3	0.870	0.063	48.0
Itutinga	6109				886.	886.	886.	857.6	0.5	0.900	0.068	54.0
Furnas	6125	5733.	22950.	22950.	750.	768.	768.	673.1	1.0	0.880	0.225	1312.0
Masc.Moraes	6126	1540.	4040.	4040.	653.	666.	666.	622.3	0.4	0.850	0.101	478.0
Estrelto	6127				623.	623.	623.	558.8	0.9	0.900	0.154	1104.0
Jaguara	6128				559.	559.	559.	512.6	0.6	0.910	0.112	424.0
Volta Grande	6135				495.	495.	495.	467.0	0.2	0.920	0.069	380.0
Porto Colômbia	6160				467.	467.	467.	446.4	0.4	0.890	0.049	328.0
Caconde	6145	51.	555	555.	825.	855.	855.	750.0	2.1	0.860	0.241	80.0
Eucl. da Cunha	6146				665.	665.	665.	573.5	2.0	0.850	0.207	108.0
A.S.Oliveira	6147				573.	573.	573.	547.6	0.3	0.840	0.057	32.0
Marimbondo	6170	890.	6150	6150.	426.	446.	446.	384.8	0.9	0.870	0.144	1488.0
Água Vermelha	6300	5856.	11025	11025.	373.	383.	383.	326.4	0.6	0.900	0.138	1380.0
I.Solteira+3 lrm.	6320	25467.	34432	34432.	323.	328.	328.	281.2	1.0	0.900	0.112	3888.0
Barra Bonita	6221	569.	3135	3135.	439.	451.	451.	428.0	0.2	0.880	0.056	140.0
A.S.Lima	6240				428.	428.	428.	405.0	0.2	0.860	0.052	144.0
Ibitinga	6241				404.	404.	404.	382.5	0.3	0.900	0.052	132.0
Promissão	6243	5280.	7408	7408.	380.	384.	384.	358.7	0.5	0.900	0.061	264.0
N.Avanhandava	6300				358.	358.	358.	328.0	0.5	0.900	0.072	303.0
Jupia	6360				280.	280.	280.	257.0	0.3	0.890	0.055	1414.0
A.A.Laydner	6411	3843.	7008	7008.	560.	568.	568.	532.2	0.3	0.910	0.088	98.0
Xavantes	6420	5754.	8795	8795.	465.	474.	474.	398.7	1.0	0.890	0.180	416.0
Lucas Garcez	6423				385.	385.	385.	366.6	0.1	0.850	0.042	72.0
Capivara	6441	4816.	10540.	10540.	321.	334.	334.	285.2	0.5	0.850	0.112	640.0
Itaipu	0				220.	220.	220.	100.0	2.0	0.920	0.296	12600.
Cubatão	6220				729.	729.	729.	11.5	5.8	0.810	1.570	880.0
Rosana	6482				258.	258.	258.	238.0	0.4	0.900	0.048	320.0

QUADRO 9.7 - CARACTERÍSTICAS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS (cont.)

Nome da Usina	Usina de Jusante	Volume			Cota			Nível Jus. (m)	Perda Hidr. (m)	Rendimento (pu)	Produção (kWh/m <sup>3</sup> )	Pot. Nom. (MW)
		Mín. (hm <sup>3</sup> )	Méd. (hm <sup>3</sup> )	Máx. (hm <sup>3</sup> )	Mín. (m)	Méd. (m)	Máx. (m)					
Taquaruçu	6445				284	284	284	258.5	0.5	0.900	0.061	505.0
Nova Ponte	6033	2435	12810	12810	776	815	815	696.0	1.4	0.910	0.292	510.0
Canoas I	6440				351	351	351	334.0	0.3	0.910	0.041	83.0
Canoas II	6425				366	366	366	351.0	0.3	0.900	0.036	72.0
P. Primavera	6482	14400	20000	20000	257	259	259	239.0	0.3	0.900	0.048	1818.0
Funil-Ribeira	0				135	135	135	67.0	2.0	0.900	0.162	150.0
Piraju SP	6415				533	533	533	474.0	1.7	0.880	0.136	120.0
Miranda	6034	974	1120	1120	693	696	696	625.0	2.4	0.900	0.168	390.0
Igarapava	6129				512	512	512	494.6	0.3	0.920	0.043	210.0
Sobragi	5840				437	437	437	356.0	2.4	0.860	0.183	60.0
Funil-Grande	6120				808	808	808	768.0	1.2	0.880	0.093	164.0
Porto Estrela	5681				255	255	255	204.0	1.5	0.880	0.119	126.0
Guilman	5623				495	495	495	445.0	1.5	0.880	0.116	68.0
Amorim	5681				445	445	445	372.0	2.2	0.880	0.170	101.0
Bocaina	6021	2186	9010	9010	725	750	750	675.0	2.0	0.910	0.181	150.0
Pilar I	5681				528	528	528	434.0	2.8	0.880	0.217	150.0
Quartel	0	315	1259	1259	962	980	980	638.0	0.3	0.880	0.819	100.0
Picada	5833	99	644	644	675	695	695	518.0	5.3	0.860	0.402	100.0
Irapé	0	1465	6372	6372	442	500	500	325.0	5.3	0.880	0.407	420.0
Rodeado	0	165	490	490	948	964	964	532.6	3.0	0.880	1.028	55.0
Trafra	5681	93	114	114	462	465	465	300.0	5.0	0.880	0.384	110.0
Capim Branco	6050	3406	5151	5151	610	625	625	521.0	2.9	0.910	0.251	600.0
Queimado	0	20	624	624	795	829	829	640.0	5.7	0.880	0.440	100.0
Formoso	0	2737	4047	4047	512	516	516	484.3	0.9	0.910	0.076	300.0
Rosal	5708				555	555	555	360.7	7.0	0.920	0.470	55.0
Franca Amaral	0	2	74	74	250	290	290	142.0	2.2	0.860	0.341	33.0
Barretos	6160				460	460	460	448.7	0.2	0.860	0.026	51.0
Viradouro	6149				482	482	482	471.8	0.2	0.860	0.023	45.0
Manso	0	4413	7352	7352	278	287	287	225.9	1.2	0.900	0.147	210.0
Corumbá I	6050	470	1500	1500	570	595	595	520.3	1.5	0.910	0.182	375.0
Serra da Mesa	2110	11150	54400	54400	417	460	460	333.0	3.5	0.920	0.310	1200.0
Cana Brava	0				333	333	333	288.5	0.9	0.910	0.108	450.0
Simplicio	5850				180	180	180	137.5	0.8	0.900	0.101	180.0
Sapucaia	5842				260	260	260	179.5	3.4	0.910	0.191	300.0
Anta	5842				260	260	260	232.1	0.6	0.910	0.068	16.0
Santa Branca	5810	131	439	439	605	622	622	577.2	0.8	0.900	0.108	49.0
Foz do Areia	6530	1974	5778	5778	700	742	742	602.0	1.8	0.920	0.346	1676.0
Salto Santiago	6532	2662	6775	6775	481	506	506	397.0	1.7	0.900	0.263	1332.0
Salto Osório	6551				397	397	397	324.0	1.5	0.900	0.175	1050.0
Passo Fundo	7510	185	1589	1589	584	598	598	335.5	7.3	0.910	0.633	220.0
G.P. Souza	0	23	179	179	822	845	845	90.7	9.9	0.900	1.826	252.0
Passo Real	8720	289	3646	3646	300	327	327	279.3	0.5	0.940	0.121	140.0
Jacuí	8730				280	280	280	182.3	2.4	0.890	0.231	180.0
Itaúba	8740				184	184	184	92.7	1.7	0.940	0.230	500.0
Segredo	6531	2562	2943	2943	602	607	607	490.0	1.9	0.920	0.289	1260.0
D. Francisca	0				95	95	95	51.4	0.8	0.930	0.107	125.0
Cubatão Sul	0	21	58	58	789	800	800	148.5	42.4	0.850	1.411	45.0
Salto Caxias	0				325	325	325	259.0	0.6	0.880	0.157	1000.0
São Jerônimo	6437	1744	3674	3674	510	535	535	425.0	2.2	0.880	0.259	444.0
Jataizinho	6440				383	383	383	343.3	0.8	0.880	0.093	192.0
Cebolão	6438				425	425	425	383.0	0.8	0.880	0.099	194.0
Itá	7510				370	370	370	263.8	2.0	0.910	0.258	1450.0
Machadinho	7310	5100	10450	10450	456	480	480	370.5	2.2	0.910	0.265	1200.0
Garabi	0	5227	10974	10974	85	94	94	56.0	0.7	0.880	0.089	900.0

### 9.1.4 Mercado de Energia Elétrica

A representação do mercado de energia elétrica pode ser construída a partir da projeção da demanda, em base anual, e dos fatores de sazonalidade mensais, para cada subsistema. Estes parâmetros são mostrados no Quadro 9.8 e ilustrados nas Figuras 9.3 e 9.4, respectivamente.

QUADRO 9.8 - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA												
Mercado Anual (MW-médio)												
Área	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
SE/CO	19038.6	19972.7	20943.7	21914.8	23090.9	24338.0	25564.1	26870.2	28198.4	29541.5	31018.6	32569.7
SUL	4571.0	4868.0	5138.0	5418.0	5739.0	6081.0	6402.0	6729.0	7093.0	7456.0	7829.0	8220.0
Sazonalidade Mensal (pu)												
Área	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	0.955	0.982	0.998	0.991	0.995	1.006	1.007	1.025	1.024	1.018	1.011	0.989
SUL	0.987	1.028	1.024	1.003	0.989	1.001	0.996	1.003	0.990	0.984	0.991	1.004

A Figura 9.3 mostra a evolução da demanda média anual de energia elétrica para cada subsistema ao longo do horizonte de planejamento. Este cenário de demanda projeta uma expectativa média de crescimento dos requisitos de mercado, no período indicado.

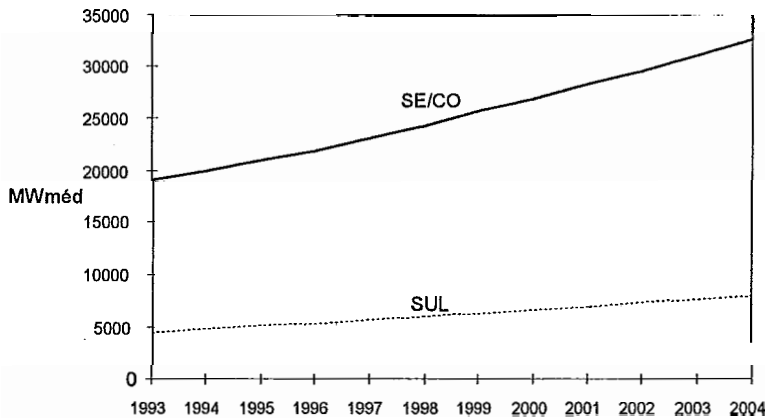


Figura 9.3 - Tendência Anual do Mercado de Energia

A Figura 9.4 ilustra o comportamento da demanda média mensal de cada subsistema, com base na análise dos dados de demanda históricos. Este comportamento indica uma pequena diversidade entre as demandas médias mensais dos subsistemas sob análise.

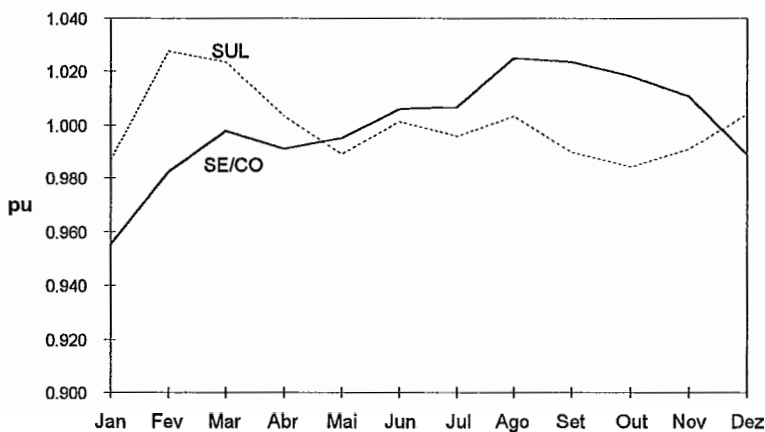


Figura 9.4 - Sazonalidade Mensal do Mercado de Energia

### 9.1.5 Parâmetros Econômicos

Os principais parâmetros econômicos usados nas aplicações do modelo de planejamento integrado são listados a seguir:

- taxa de atualização anual: 10%
- custo de déficits de energia: 320 US\$/MWh
- custo de interrupções de potência: 600 US\$/MWh

Os custos de investimento anualizados dos projetos de investimento são apresentados no Quadro 9.9. Estes custos foram calculados com a taxa de desconto de 10% e com os cronogramas de desembolso dados no Quadro 9.6.

**QUADRO 9.9 - CUSTOS DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO**

Tipo	Sist.	Num	Nome	C.Inv. MUS\$	C.Anuais MUS\$	Tipo	Sist.	Num	Nome	C.Inv. MUS\$	C.Anuais MUS\$
H	1	6425	Canoas I	231.67	29.33	H	1	5842	Simplicio	367.04	46.37
H	1	6423	Canoas II	207.21	24.36	H	1	5840	Sapucaia	255.70	34.01
H	1	6360	P. Primavera	4062.83	536.13	H	1	5841	Anta	13.67	1.82
H	1	8120	Funil-Ribeira	282.15	33.55	H	1	5806	Santa Branca	52.85	6.60
H	1	6411	Piraju SP	228.32	23.63	H	2	8740	D.Francisca	195.03	26.57
H	1	6033	Miranda	643.16	79.04	H	2	8210	Cubatão-Sul	71.97	8.39
H	1	6128	Igarapava	360.66	39.49	H	2	6551	Salto Caxias	1072.70	147.79
H	1	5833	Sobragi	194.03	19.87	H	2	6435	São Jerônimo	434.81	59.43
H	1	6109	Funil-Grande	143.16	15.26	H	2	6438	Jataizinho	250.84	32.59
H	1	5641	Porto Estrela	180.24	18.81	H	2	6437	Cebolão	237.56	27.97
H	1	5622	Guilman	97.28	10.15	H	2	7310	Itá	1448.40	212.03
H	1	5623	Amorim	144.48	15.08	H	2	7220	Machadinho	1535.20	208.48
H	1	6003	Bocaína	300.90	35.37	H	2	7510	Garabi	1243.20	159.75
H	1	5603	Pilar I	158.71	16.76	I	1 2	1	INT1	195.00	17.64
H	1	4120	Quartel	186.52	19.31	I	1 2	0	INT2	195.00	17.64
H	1	5830	Picada	220.16	22.71	I	1 2	0	INT3	195.00	17.64
H	1	5410	Irape	582.42	73.83	I	1 2	0	INT4	195.00	17.64
H	1	4130	Rodeado	136.34	14.03	I	1 2	0	INT5	195.00	17.64
H	1	5656	Traira	142.10	14.88	I	1 2	0	INT6	195.00	17.64
H	1	6034	Capim Branco	789.20	92.39	T	1	1	Replan I	660.70	60.80
H	1	4230	Queimado	162.40	13.95	T	1	2	Angra II	7269.30	719.79
H	1	4110	Formoso	682.40	80.55	T	2	3	Candiota 3/1	714.30	68.46
H	1	5703	Rosal	68.74	8.15	T	2	4	Candiota 3/2	548.40	55.39
H	1	5708	Franca Amaral	41.38	5.14	T	2	5	J.Lacerda IV	810.40	93.35
H	1	6149	Barretos	95.50	11.02	T	2	6	Jacuí	867.40	81.85
H	1	6147	Viradouro	79.12	9.15	T	2	7	C.Grande I	44.00	5.52
H	1	6630	Manso	543.64	74.36	T	2	8	C.Grande II	22.30	2.58
H	1	6046	Corumbá I	1012.70	146.97	T	2	9	C.Grande III	21.90	2.78
H	1	2040	Serra da Mesa	1871.20	284.62	T	2	10	C.Grande IV	43.80	5.57
H	1	2110	Cana Brava	580.50	74.43	T	2	11	Corumbá I	22.20	2.57
H	1	5842	Simplicio	367.04	46.37	T	2	12	Corumbá II	21.90	2.78

O Quadro 9.10 mostra os custos médios de integração de usinas à rede, em cada área elétrica.

**QUADRO 9.10 - CUSTOS DE INTEGRAÇÃO POR ÁREA ELÉTRICA**

Área	Nome	Custo (US\$/kW)	Área	Nome	Custo (US\$/kW)
1	Tocantins	144.00	11	Grande	96.00
2	S. Francisco	77.00	12	Paraguai	144.00
3	Jequitinhonha	96.00	13	Uruguai	144.00
4	Doce	77.00	14	Cubatão-SP	48.00
5	Itabapoana	57.00	15	Cubatão-Sul	77.00
6	Paraíba do Sul	48.00	16	Ribeira	77.00
7	Paraíba/Guandu	48.00	17	Jacuí	77.00
8	Guandu	48.00	18	Iguaçu	133.00
9	Paraná	96.00	19	Parapanema	96.00
10	Paranaíba	144.00	20	Tibagi	57.00
11	Grande	96.00	21	Tietê	48.00

### 9.1.6 Cenários Hidrológicos

A modelagem das afluições se baseia em 5 cenários hidrológicos, iniciando pelo ano inicial dos arquivos de vazões (1931). Para levar em conta as aleatoriedades das vazões, foram selecionadas 5 sequências hidrológicas, equiprováveis, como mostrado na tabela a seguir.

Sequência	Período	Probabilidade
1	1931/1942	0.2
2	1951/1962	0.2
3	1961/1972	0.2
4	1963/1974	0.2
5	1965/1976	0.2



## 9.2 EXPANSÃO ESPECIALIZADA

Apresentam-se, nesta seção, os principais resultados de duas aplicações do modelo de planejamento integrado, como segue:

- na primeira, é realizada uma expansão ótima do sistema de geração, considerando apenas o subproblema de operação energética, com base nos dados e parâmetros pertinentes, descritos na seção 9.1;
- na segunda, é feita uma expansão ótima do ponto de vista de confiabilidade, condicionada à expansão ótima para energia.

Em ambos os casos, a extensão do horizonte de planejamento é de 12 anos, com discretização anual (12 períodos de investimento), e a discretização do subproblema de operação é mensal (144 estágios de operação). As variáveis de decisão de investimento são inteiras e as variáveis de decisão de operação são contínuas. Em todos os projetos, foi permitido o uso de túneis para as datas de entrada em operação. A tolerância para convergência do método de decomposição de Benders foi de 1% do custo total, com um limite de 20 iterações.

### 9.2.1 Expansão por Energia

O Quadro 9.11 mostra as características de convergência do método de decomposição de Benders, no caso em que o subproblema de operação considera apenas aspectos energéticos. Neste Quadro, estão indicados, para cada iteração, os custos de investimento, calculados pelo módulo mestre, e os custos de operação estimado, ou seja, dado pela aproximação linear (cortes de Benders) do custo de operação real, o custo de operação efetivamente incorrido, dado pela solução ótima do subproblema de operação, e os limites inferior e superior do custo total, dados pela soma do custo de investimento com o custo de operação aproximado e o realizado, respectivamente. O gap mede a distância entre os limites de custo e é dado em porcentagem do limite superior.

**QUADRO 9.11 - EXPANSÃO POR ENERGIA: RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA**

Iteração	Custo de Investim.	Custo de Estimado	Operação Calculado	Limite Inferior	Limite Superior	Gap (%)
1	0	0	47609.47	0	47609.47	100.00
2	1863.98	0	28524.36	1863.98	30388.34	93.86
3	5538.21	4.87	11113.68	5543.08	16651.88	66.71
4	5770.20	0	6850.81	5770.2	12621	54.28
5	8133.59	0	2820.72	8133.59	10954.31	25.75
6	9550.87	608.74	5721.43	10159.61	15272.31	33.47
7	9574.21	627.95	2805.04	10202.16	12379.26	17.59
8	9660.47	608.74	3322.99	10269.2	12983.46	20.90
9	9690.69	608.74	2007.89	10299.42	11698.58	11.96
10	7917.85	2477.79	3136.11	10395.63	11053.95	5.95
11	7977.65	2484.19	2939	10461.85	10916.66	4.17
12	8014.81	2471.38	2977.21	10486.19	10992.02	4.60
13	8022.36	2471.38	2726.85	10493.74	10749.20	2.38
14	7486.07	3102.52	3323.4	10588.59	10809.47	2.04
15	7496.10	3095.78	3290.57	10591.88	10786.67	1.81
16	8412.99	2182.36	2402.2	10595.35	10815.19	2.03
17	7502.11	3102.52	3239.18	10604.63	10741.29	1.27
18	7464.37	3140.18	3253.42	10604.55	10717.78	1.06
19	7765.71	2850.75	2967.11	10616.46	10732.82	1.08
20	7499.17	3143.05	3218.26	10642.23	10717.44	0.70

A solução ótima do problema de expansão apresenta um custo total de MUS\$ 10717,44, dos quais MUS\$ 7499,17 correspondem aos custos de investimento e MUS\$ 3218,26 se devem aos custos de operação (combustíveis mais déficit). É interessante observar que o custo total obtido na 15ª iteração é de MUS\$ 10786,67, apenas 0,65% superior ao custo total mínimo.

Este é um aspecto relevante do método de decomposição de Benders, pois permite obter soluções subótimas com custos computacionais bastante reduzidos, uma vez que os tempos de processamento tendem a crescer exponencialmente com o aumento do número de iterações, como será analisado a seguir.

A convergência, neste caso, ocorreu com 20 iterações, com um gap final de 0,7% do custo total. A Figura 9.5 ilustra a evolução dos limites de custo superior e inferior ao longo do processo iterativo, que mostra a característica de convergência típica do método de decomposição de Benders, ou seja, um decréscimo rápido, porém oscilatório, do limite superior, e um crescimento mais lento, porém monotônico, do limite inferior.

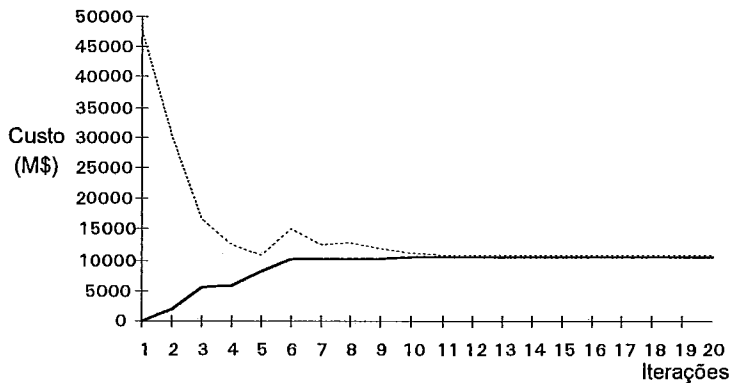


Figura 9.5 - Expansão por Energia: Evolução dos Limites de Custo

Este comportamento dos limites se reflete em uma redução rápida do gap nas iterações iniciais e relativamente lenta nas últimas iterações, ou seja, um decréscimo praticamente exponencial do gap, como pode ser observado na Figura 9.6.

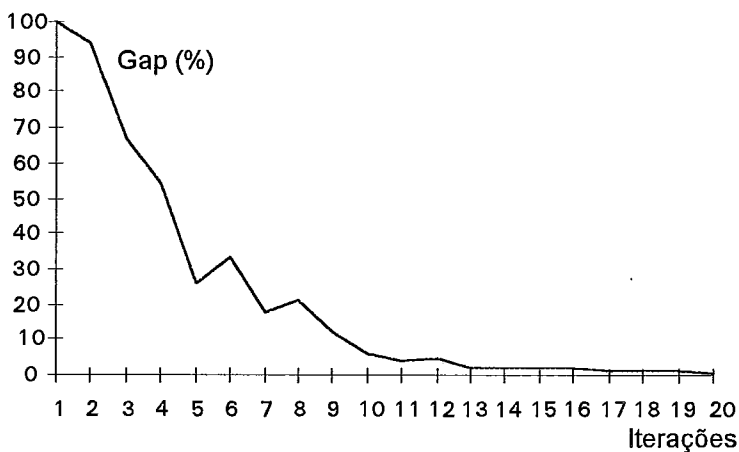


Figura 9.6 - Expansão por Energia: Evolução do Gap

A Figura 9.7 mostra os tempos de processamento relacionados aos subproblemas de investimento e de operação ao longo das iterações do método de Benders. Esta figura mostra claramente que os tempos de resolução do subproblema de investimento tendem a crescer exponencialmente com o número de iterações, enquanto que os tempos de solução do subproblema de operação são praticamente constantes em todo o processo de convergência.

Este aumento do tempo de resolução do problema de programação inteira mista (branch and bound) se deve, em grande parte, à introdução, a cada iteração, de um novo conjunto de restrições lineares derivadas do subproblema de operação. Esta característica realça a

importância do método de solução do problema de programação inteira-mista associada ao subproblema de investimento, na medida em que este determina o custo computacional do problema de expansão por energia.

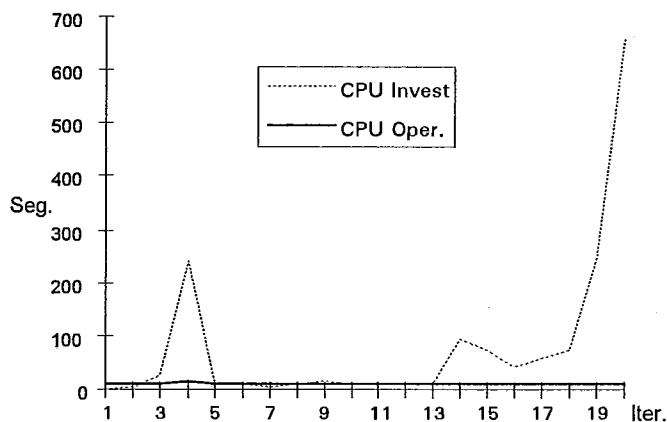


Figura 9.7 - Expansão por Energia: Tempos de Processamento

O Quadro 9.12 mostra a solução final, pós-convergência, do problema de expansão energética ótima. Este Quadro mostra que a expansão utilizou apenas 5 dos 6 projetos de reforço da interligação. Além disso, após uma expansão inicial com três projetos, logo no início do período de planejamento (1993-94), os dois reforços complementares ocorreram praticamente ao final do horizonte de planejamento (2001), mostrando que, do ponto de vista energético, uma capacidade de intercâmbio de 3200 MW (200 MW de capacidade inicial mais 3000 MW de reforços) foi suficiente para assegurar a utilização ótima dos recursos energéticos.

#### QUADRO 9.12 - EXPANSÃO POR ENERGIA: CRONOGRAMA

Ano	Sub.-sist.	Projeto de Investimento			Vmax (hm <sup>3</sup> )	Qmax (m <sup>3</sup> /s)	Capac. (Mw)	Capac. Mw
		Número	Tipo	Nome				
1993		2	I	INT2			1000	
1994		3	I	INT3			1000	
		5	I	INT5			1000	
		2	T	Campo Grande I				53
		2	T	Campo Grande II				26
		2	T	Campo Grande III				26
		2	T	Campo Grande IV				53
		2	T	Corumbá I				26
		2	T	Corumbá II				26
1995		1	T	Replan I				350
		2	T	Candiota 3/1				350
		2	T	Candiota 3/2				350
		2	T	J. Lacerda IV				350
		2	T	Jacuí				350
1996		1	H	Canoas I	0	570.4		
		1	H	Canoas II	0	562.4		
1997		1	H	Miranda	146	665.3		
		1	H	Igarapava	0	1482.1		
1998		1	H	Funil-Ribeira	0	282.2		
		2	H	D. Francisca	0	354		
		1	H	Santa Branca	308	126		
		2	H	Cubatão-Sul	37	9.1		
		1	H	Sobragi	0	88.3		
		1	H	Funil-Grande	0	489.6		
		1	H	Porto Estrela	0	291.9		
1999		1	H	Serra da Mesa	43250	1134.5		
		2	H	Salto Caxias	0	1771.2		
		1	H	Rosal	0	32.8		
		1	H	Guilman	0	160.7		
		1	H	Amorim	0	164.8		

QUADRO 9.12 - EXPANSÃO POR ENERGIA: CRONOGRAMA (cont.)

Ano	Sub.-sist.	Projeto de Investimento			Vmax (hm <sup>3</sup> )	Qmax (m <sup>3</sup> /s)	Capac. (Mw)	Capac. Mw
		Número	Tipo	Nome				
2000	2	7310	H	Itá	0	1592.4		
	1	2110	H	Cana Brava	0	1156.2		
	1	6003	H	Bocaina	6824	294.8		
	1	6411	H	Piraju SP	0	244.7		
	1	5603	H	Pilar I	0	190.9		
	1	4120	H	Quartel	944	35.7		
	1	5830	H	Picada	545	70		
2001	2	7220	H	Machadinho	5350	1415		
	2	6435	H	São Jerônimo	1930	477.1		
	1	4130	H	Rodeado	325	15.5		
	1	5656	H	Traíra	21	79.6		
	4		I	INT4				1000
	6		I	INT6				1000
2002	1	5708	H	Franca Amaral	72	26.7		
2003	1	5841	H	Anta	0	65.9		
	1	4230	H	Queimado	604	66.5		

### 9.2.2 Expansão por Potência

Com base no plano de expansão energética, mostrado no Quadro 9.12, foi feita nova aplicação do modelo de planejamento integrado, considerando agora, como subproblema de operação, apenas o modelo de confiabilidade multiárea. Nesta aplicação, os projetos de investimentos constantes do plano de expansão por energia foram considerados obrigatórios, considerando as datas de entrada em operação programadas no Quadro 9.12, ou seja, a expansão por potência foi condicionada à expansão por energia.

O Quadro 9.13 retrata o processo de convergência do método de decomposição de Benders (MDB), informando, para cada iteração, os custos de investimento e de operação, calculados e estimados, os limites de custo total e o gap associado. Nesta aplicação, a convergência exigiu apenas três iterações, a partir de um investimento inicial de MUS\$ 7499,17, correspondente aos projetos de investimento pré-fixados pela expansão energética ótima. É importante observar, neste caso, que o custo de operação constante do Quadro 9.13 corresponde apenas aos custos de interrupção por falhas de equipamento, ou seja, não inclui custos de combustíveis nem custos de racionamento.

O custo de investimento resultante foi de MUS\$ 10383,58, o que corresponde a um acréscimo de MUS\$ 2884,41 em relação ao custo da expansão energética “pura”. Este investimento adicional de 38,46% do custo de investimento básico foi necessário para atender aos critérios de confiabilidade de potência, dentro do horizonte de planejamento estipulado.

QUADRO 9.13 - EXPANSÃO POR POTÊNCIA: RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA

Iteração	Custo de Investim.	Custo de Operação		Limite Inferior	Limite Superior	Gap (%)
		Estimado	Calculado			
1	7499.17	0	94515.35	7499.17	102014.52	92.65
2	10387.44	0	162.71	10387.44	10550.15	1.54
3	10383.58	162.71	162.71	10546.29	10546.29	0.00

Para se obter o custo total do plano completo (energia + potência), devem ser somados os custos da operação energética, obtidos na aplicação anterior, no valor de MUS\$ 3218,26, com os custos de falhas, calculado nesta aplicação do modelo, no valor de MUS\$ 162,71, o que dá um custo de operação total de MUS\$ 3380,97. Adicionando-se a este custo o valor dos investimentos (MUS\$ 10383,58), resulta o custo total da expansão multiárea especializada, ou seja, em duas etapas, que é de MUS\$ 13764,55.

A Figura 9.8 ilustra a evolução dos limites superior e inferior do custo total, em três iterações do MDB. Como se infere desta figura, a convergência do método, neste tipo de aplicação, é extremamente rápida, uma vez que, já na segunda iteração, os limites de custo total superior e inferior praticamente coincidem.

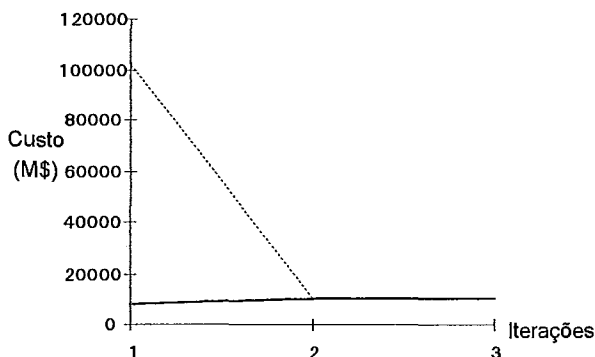


Figura 9.8 - Expansão por Potência: Evolução dos Limites de Custo

O comportamento do gap, ilustrado na Figura 9.9, praticamente reproduz o comportamento do limite superior, com uma redução muito forte nas duas primeiras iterações. Tanto no caso dos limites, quanto no gap, percebe-se uma característica de convergência diferenciada em relação à obtida na expansão energética.

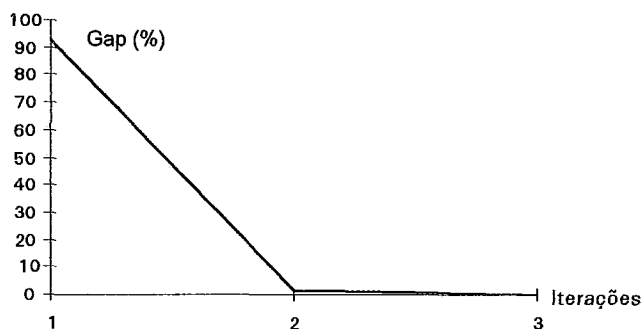


Figura 9.9 - Expansão por Potência: Evolução do Gap

A expansão por potência também se diferencia da expansão por energia no que diz respeito aos tempos de processamento, como pode ser observado na Figura 9.10.

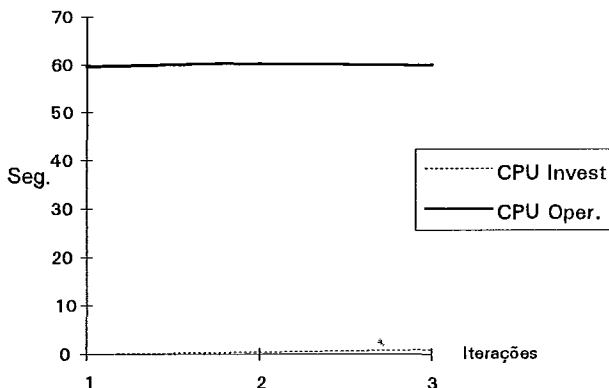


Figura 9.10 - Expansão por Potência: Tempos de Processamento

Neste caso, os tempos de solução do subproblema de operação são bastante superiores aos tempos de solução do subproblema de investimento, não se caracterizando o crescimento exponencial deste último, em função do reduzido número de iterações (e de cortes de Benders) necessário para convergência.

O Quadro 9.14 mostra o plano de expansão ótimo, decorrente da expansão complementar por potência, condicionada à expansão por energia. Neste Quadro, são destacados em cinza os projetos de investimento adicionais, a cada ano, em relação ao plano de expansão energético, anteriormente determinado e detalhado no Quadro 9.12.

A necessidade de redução dos custos de confiabilidade conduziu a um plano de expansão bastante superior, em número de projetos, ao conjunto de projetos considerado no plano energético “puro”. De fato, o plano anterior considerava 34 projetos de investimento, entre usinas e interligações, ao passo que o plano condicionado envolve 17 projetos adicionais, totalizando 51 projetos. A maior parte dos novos projetos corresponde a usinas hidroelétricas adicionadas no final do horizonte de planejamento.

Uma diferença qualitativa importante, entre o plano atual e o anterior, é a antecipação de um projeto de interligação para o primeiro período de planejamento e a plena utilização dos reforços de interligação disponíveis (6) dentro do horizonte de planejamento. De forma similar, a expansão do sistema gerador também esgotou tanto os projetos termoelétricos e praticamente utilizou todos os projetos hidroelétricos disponíveis. Cabe observar, neste contexto, que a maior parte dos projetos adicionados é de médio e pequeno porte.

**QUADRO 9.14 - EXPANSÃO POR POTÊNCIA: CRONOGRAMA**

Ano	Sub.-sist.	Projeto de Investimento			Vmax (hm <sup>3</sup> )	Qmax (m <sup>3</sup> /s)	Capac. (MW)	Capac. (MW)
		Número	Tipo	Nome				
1993		1	I	INT1			1000	
		2	I	INT2			1000	
1994		3	I	INT3			1000	
		5	I	INT5			1000	
	2	7	T	Campo Grande I				53
	2	8	T	Campo Grande II				26
	2	9	T	Campo Grande III				26
	2	10	T	Campo Grande IV				53
	2	11	T	Corumbá I				26
	2	12	T	Corumbá II				26
1995	1	1	T	Replan I				350
	2	3	T	Candiota 3/1				350
	2	4	T	Candiota 3/2				350
	2	5	T	J. Lacerda IV				350
	2	6	T	Jacuí				350
1996	1	6425	H	Canoas I	0	570.4		
	1	6423	H	Canoas II	0	562.4		
1997	1	6033	H	Miranda	146	665.3		
	1	6128	H	Igarapava	0	1482.1		
1998	1	8120	H	Funil-Ribeira	0	282.2		
	2	8740	H	D. Francisca	0	354		
	1	5806	H	Santa Branca	308	126		
	2	8210	H	Cubatão-Sul	37	9.1		
	1	5833	H	Sobragi	0	88.3		
	1	6109	H	Funil-Grande	0	489.6		
	1	5641	H	Porto Estrela	0	291.9		
1999	1	2040	H	Serra da Mesa	43250	1134.5		
	2	6551	H	Salto Caxias	0	1771.2		
	1	5703	H	Rosal	0	32.8		
	1	5622	H	Guilman	0	160.7		
	1	5623	H	Amorim	0	164.8		

**QUADRO 9.14 - EXPANSÃO POR POTENCIA: CRONOGRAMA (cont.)**

Ano	Sub.-sist.	Projeto de Investimento			Vmax (hm <sup>3</sup> )	Qmax (m <sup>3</sup> /s)	Capac. (MW)	Capac. (MW)
		Número	Tipo	Nome				
2000	2	7310	H	Itá	0	1592.4		
	1	2110	H	Cana Brava	0	1156.2		
	1	6003	H	Bocaina	6824	294.8		
	1	6411	H	Piraju SP	0	244.7		
	1	5603	H	Pilar I	0	190.9		
	1	4120	H	Quartel	944	35.7		
	1	5830	H	Picada	545	70		
2001	2	7220	H	Machadinho	5350	1415		
	2	6435	H	São Jerônimo	1930	477.1		
	1	4130	H	Rodeado	325	15.5		
	1	5656	H	Traira	21	79.6		
	4		I	INT4			1000	
	6		I	INT6			1000	
2002	1	5708	H	Franca Amaral	72	26.7		
	2	6438	H	Jataizinho	0	571.7		
		5410	H	Trapé	4907	333.7		
	1	5842	H	Simplicio	0	521.4		
	1	6034	H	Capim Branco	1745	752.6		
	1	6360	H	Porto Primavera	5600	11439		
2003	1	5841	H	Anta	0	65.9		
	1	4230	H	Queimado	604	66.5		
	2	6437	H	Cebolão	0	545.4		
	2	7510	H	Garabi	5747	6224.1		
	1	6630	H	Manso	2939	400.4		
	1	5840	H	Sapucaia	0	445.1		
	1	4110	H	Formoso	1310	1131.5		
	1	6046	H	Corumbá I	1030	571.5		
	1	6147	H	Viradouro	0	538.8		
	1	4230	H	Queimado	604	66.5		
	1	5841	H	Anta	0	65.9		
2004	1	6149	H	Barretos	0	610.6		
	1	1	T	Angra II				1309

### 9.3 EXPANSÃO INTEGRADA

A terceira aplicação do modelo de planejamento integrado visou a estabelecer um plano de expansão ótimo integrado, ou seja, considerando simultaneamente os aspectos de energia e confiabilidade. O elenco de projetos, os parâmetros econômicos e de controle do processo de otimização considerados neste caso são exatamente os mesmos utilizados nas aplicações anteriormente descritas.

O Quadro 9.15 espelha o processo de convergência da expansão integrada, num formato similar aos Quadros 9.11 e 9.13. Como se observa neste Quadro, a convergência do MDB ocorreu com nove iterações, com um gap final de 0.97, inferior portanto à tolerância especificada de 1%.

**QUADRO 9.15 - EXPANSÃO INTEGRADA: RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA**

Iteração	Custo de Investim.	Custo de Estimado	Operação Calculado	Límite Inferior	Límite Superior	Gap (%)
1	0.00	0.00	495821.16	0.00	495821.16	100.00
2	3864.79	0.00	194082.89	3864.79	197947.68	98.05
3	8850.38	0.00	62456.58	8850.38	71306.96	87.59
4	8909.23	0.00	61734.38	8909.23	70643.61	87.39
5	8997.63	0.00	22861.15	8997.63	31858.78	71.76
6	9068.40	0.00	12474.28	9068.40	21542.68	57.90
7	11560.03	1033.36	1697.42	12593.39	13257.45	5.01
8	11128.00	1805.15	3709.57	12933.15	14837.57	12.83
9	11198.06	1797.93	1925.87	12995.99	13123.93	0.97

O custo de investimento resultante da expansão integrada é de MUS\$ 11198.06, superior portanto à expansão especializada. No entanto, o custo total é de MUS\$ 13123,93, ou seja, inferior ao custo total da expansão especializada (MUS\$ 13764,55). Em outros termos, um investimento adicional de MUS\$ 814,48 decorrente do planejamento integrado permitiu reduzir os custos operacionais em MUS\$ 1455,10, com um ganho líquido positivo de MUS\$ 640,62, o que comprova o potencial de redução de custos do planejamento integrado, discutido no Capítulo 2.

A Figura 9.11 ilustra o comportamento dos limites superior e inferior do custo total ao longo do processo iterativo, que apresenta o padrão típico do MDB. Um aspecto interessante, ressaltado por esta figura, é que a abordagem integrada reduziu de 23 (20 +3) iterações para 9 (nove) o número de iterações do MDB necessários à obtenção de um plano de expansão completo. Este aspecto é particularmente relevante quando se leva em conta, com base nas observações anteriores, que o esforço computacional para solução do subproblema de investimento tende a aumentar exponencialmente com o número de iterações do MDB.

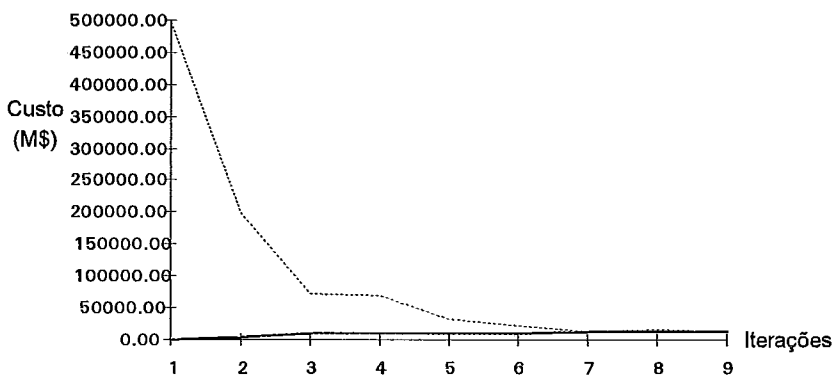


Figura 9.11 - Expansão Integrada: Evolução dos Limites de Custo

Como nos casos anteriores, a Figura 9.12 explicita o comportamento do gap ao longo do processo iterativo do MDB. Como se observa desta figura, em contraste com as Figuras 9.6 e 9.9, que ilustram o mesmo comportamento para as análises especializadas de energia e potência, o gap da expansão integrada apresenta um comportamento intermediário entre a expansão por energia e por potência “puras”. O efeito da junção dos dois subproblemas de operação (energia e confiabilidade) é uma substancial atenuação das oscilações observadas na Figura 9.6, resultando num comportamento quase monotônico do gap, na expansão integrada.

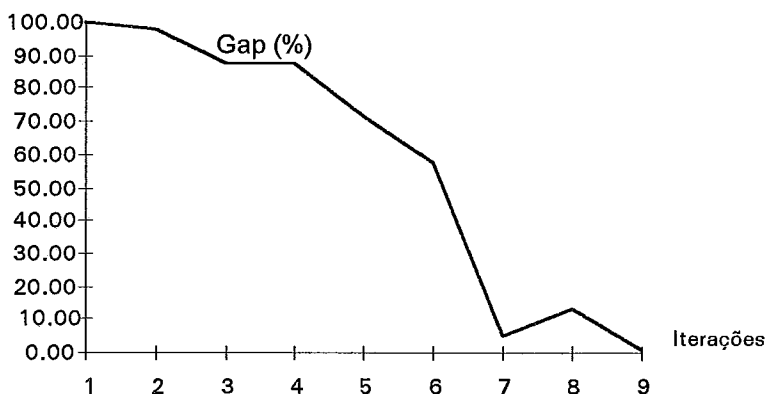


Figura 9.12 - Expansão Integrada: Evolução do Gap



Os tempos computacionais da expansão integrada são apresentados na Figura 9.13, para cada iteração do MDB. Também aqui se caracteriza um comportamento híbrido entre os tempos computacionais das expansões por energia e por potência “puras”, como se depreende da comparação entre a Figura 9.13 e as Figuras 9.7 e 9.10.

Como anteriormente, os tempos de processamento do subproblema de operação são praticamente invariantes ao longo das iterações, ao passo que o tempo de solução do subproblema de investimento tende a “explodir” com o aumento do número de iterações. No entanto, com a substancial redução do número de iterações decorrente da solução integrada, a tendência explosiva é controlada, de forma que o tempo médio de solução do subproblema de investimento resulta moderado.

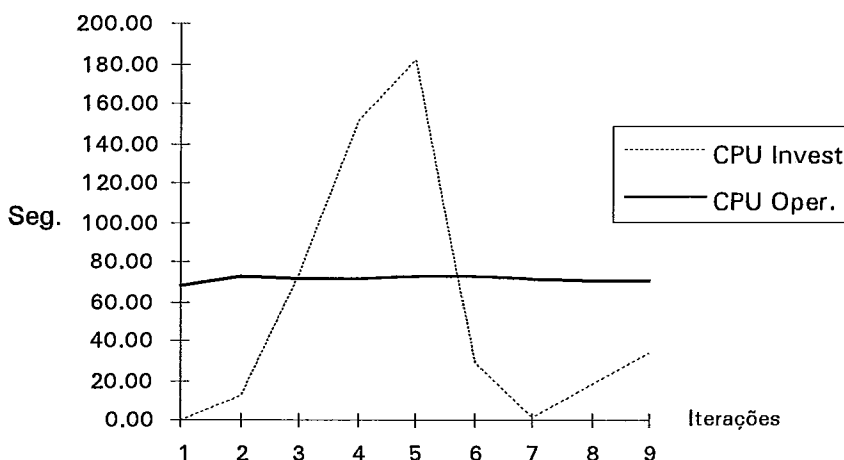


Figura 9.13 - Expansão Integrada: Tempos de Processamento

Complementando a análise, o Quadro 9.16 apresenta o plano de expansão ótimo integrado. Como anteriormente, procura-se destacar, neste quadro, as diferenças relevantes entre o plano ótimo integrado e o plano ótimo especializado, detalhado no Quadro 9.13.

Reforçando a tendência já esboçada na análise especializada, quando se chamou a atenção para a utilização mais intensa dos reforços de interligação, em função da inclusão dos aspectos de confiabilidade no subproblema de operação, a abordagem integrada também enfatiza o papel das interligações, ao antecipar ainda mais os reforços de interligação disponíveis. De fato, o projeto de interligação INT4, anteriormente programado para 2001, foi antecipado para 1994, ao passo que o projeto de interligação INT6, também programado para 2001 no plano especializado, foi antecipado para 1996.

Além das antecipações de reforços de interligação, a expansão integrada promoveu diversas mudanças na sequência de usinas hidroelétricas, como se observa no Quadro 9.16. Assim, por exemplo, em 1998, ocorre a substituição da hidroelétrica de Sobragi, postergada para 2004, pela hidroelétrica Corumbá I, antecipada de 2003. Em 1999, a hidroelétrica de Guilman, de menor porte, postergada para 2000, é substituída por Porto Primavera, com expressiva capacidade de armazenamento e turbinamento, antecipada de 2002.

Em resumo, o plano de expansão gerado pela abordagem integrada é qualitativamente diferente do plano de expansão gerado pelas abordagens especializadas, tanto no que diz respeito à expansão da interligação quanto no que se refere à expansão da geração, comprovando, assim, a hipótese inicial do trabalho.

QUADRO 9.16 - EXPANSÃO INTEGRADA: CRONOGRAMA

Ano	Sub.- sist.	Projeto de Investimento			V <sub>max</sub> (hm <sup>3</sup> )	Q <sub>max</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Capac. (MW)	Capac. (MW)
		Número	Tipo	Nome				
1993		1	I	INT1			1000	
		2	I	INT2			1000	
1994		3	I	INT3			1000	
		4	I	INT4			1000	
		5	I	INT5			1000	
	2	7	T	Campo Grande I				53
	2	8	T	Campo Grande II				26
	2	9	T	Campo Grande III				26
	2	10	T	Campo Grande IV				53
	2	11	T	Corumbá I				26
1995	1	1	T	Replan I				350
	2	3	T	Candiota 3/1				350
	2	4	T	Candiota 3/2				350
	2	5	T	J. Lacerda IV				350
	2	6	T	Jacuí				350
	1996		6	I	INT6			1000
1997	1	6033	H	Miranda	146	665.3		
	1	6128	H	Igarapava	0	1482.1		
1998	1	8120	H	Funil-Ribeira	0	282.2		
	2	8740	H	D. Francisca	0	354.0		
	1	5806	H	Santa Branca	308	126.0		
	2	8210	H	Cubatão-Sul	37	9.1		
	1	6046	H	Corumbá I	1030	571.5		
	1	6109	H	Funil-Grande	0	489.6		
	1	5641	H	Porto Estrela	0	291.9		
1999	1	2040	H	Serra da Mesa	43250	1134.5		
	2	6551	H	Salto Caxias	0	1771.2		
	1	5703	H	Rosal	0	32.8		
	1	6360	H	Porto Primavera	5600	11439.0		
	1	5623	H	Amorim	0	164.8		
2000	2	7310	H	Itá	0	1592.4		
	1	2110	H	Cana Brava	0	1156.2		
	1	6003	H	Bocaina	6824	294.8		
	1	6411	H	Piraju SP	0	244.7		
	1	5622	H	Guilman	0	160.7		
	1	5603	H	Pilar I	0	190.9		
	1	4120	H	Quartel	944	35.7		
2001	2	7220	H	Machadinho	5350	1415.0		
	2	6435	H	São Jerônimo	1930	477.1		
	1	5656	H	Traíra	21	79.6		
2002	1	5708	H	Franca Amaral	72	26.7		
2003	2	6438	H	Jataizinho	0	571.7		
	2	6437	H	Cebolão	0	545.4		
	2	7510	H	Garabi	5747	6224.1		
	1	5410	H	Irapé	4907	333.7		
	1	5842	H	Simplicio	0	521.4		
	1	5840	H	Sapucaia	0	445.1		
	1	5841	H	Anta	0	65.9		
	1	6034	H	Capim Branco	1745	752.6		
	1	4110	H	Formoso	1310	1131.5		
	1	6425	H	Canoas I	0	570.4		
	1	6423	H	Canoas II	0	562.4		
	1	6149	H	Barretos	0	610.6		
	1	6147	H	Viradouro	0	538.8		
	1	5830	H	Picada	545	70.0		
	1	4130	H	Rodeado	325	15.5		
	2004	1	6147	H	Viradouro	0	538.8	
1		4230	H	Queimado	604	66.5		
1		6630	H	Manso	2939	400.4		
	1	5833	H	Sobragi	0	88.3		
	1	1	T	Angra II				1309

Os melhores resultados obtidos no esquema integrado se devem a uma diferença fundamental, entre o modelo proposto e o esquema tradicional, estante: a contribuição dos reforços de interligações e as motorizações adicionais para atendimento aos requisitos de confiabilidade de potência podem agora ser incorporados à análise energética e os ganhos energéticos são traduzidos em mudanças na política de operação, com redução dos custos de operação. Isso porque boa parte da energia que de outra forma seria vertida nas centrais com reservatório pode agora ser turbinada e transferida, o que poderia não se justificar em bases puramente energéticas. Em outras palavras, a conjugação de benefícios energéticos e de confiabilidade viabilizou reforços de interligações que não ocorreram quando as análises foram isoladamente conduzidas. Isso enfatiza a importância da abordagem integrada na integração futura de usinas em bacias com regimes hidrológicos torrenciais e com severas restrições quanto à construção de grandes reservatórios, como é o caso de boa parte dos aproveitamentos, não só na Amazônia, mas também na Região Sul do Brasil.

#### 9.4 CONCLUSÕES

A análise das aplicações do modelo de planejamento integrado evidenciou uma série de resultados importantes, no que concerne às aplicações futuras do modelo de planejamento integrado e aos estudos de expansão de sistemas multiárea, os quais são enunciados a seguir.

- Relevância do papel das interligações: as aplicações do modelo de planejamento integrado evidenciaram de forma clara a continuidade do papel das interligações como elemento fundamental na otimização dos recursos de geração, mesmo em sistemas já bem desenvolvidos como é o caso do sistema interligado sul sudeste brasileiro, tomando como referência projetos de geração atualmente considerados na expansão deste sistema.
- Relevância da confiabilidade de potência no planejamento de interligações: os resultados, tanto da abordagem especializada, quanto da expansão integrada, com ênfase nesta última, mostram que a inserção de aspectos de confiabilidade no planejamento de interligações tende a aumentar o valor das interligações, conduzindo a planos de expansão qualitativa e quantitativamente diferenciados dos planos de expansão energéticos “puros”.
- Flexibilidade do modelo de planejamento integrado: a possibilidade de representar de forma simultânea ou de forma independente os aspectos energéticos e de confiabilidade confere ao modelo de planejamento integrado um alto grau de flexibilidade, permitindo sua aplicação nas várias etapas de planejamento, de forma isolada ou em combinação com outros modelos de análise e de síntese, conforme estipulado na cadeia de planejamento descrita no Capítulo 6.
- Robustez do Método de Decomposição: a decomposição de Benders comprovou sua robustez, garantindo a otimalidade da solução frente a problemas com distintas características de convergência, como ocorreu nas diversas aplicações descritas.
- Menor custo da solução integrada: a integração das decisões num mesmo subproblema de investimento conduziu a soluções mais econômicas do que o tratamento especializado, tirando proveito das economias de escala de maneira mais efetiva.
- Melhores características de convergência: além de melhorar a solução ótima, a abordagem integrada apresenta melhores características de convergência do que as abordagens especializadas, isoladamente consideradas, e tem reflexos positivos também nos tempos médios de solução.

## 10. CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA

O presente capítulo tem como objetivo sintetizar as principais conclusões sobre os resultados das investigações conduzidas nesta tese e emitir recomendações para pesquisas e investigações posteriores.

### 10.1 CONTRIBUIÇÕES

Inicialmente, foi apresentado e formulado o problema de expansão integrada de sistemas de potência interligados, considerando restrições energéticas e de confiabilidade. Foram descritas, também, as técnicas de otimização aplicáveis à solução deste problema, com ênfase no método de decomposição de Benders, não só por sua eficiência e robustez computacional, mas principalmente por se adaptar perfeitamente à estrutura do problema de planejamento, assegurando a flexibilidade e a modularidade do modelo computacional desenvolvido.

Finalizando, foram apresentadas e discutidas três aplicações do modelo de planejamento integrado, que evidenciaram a viabilidade computacional do método e comprovaram a maior eficácia da abordagem integrada, em contraste com as análises especializadas tradicionais.

Ao longo do trabalho, foram feitas diversas contribuições, visando melhorar o entendimento e avançar a solução de problemas metodológicos recorrentes, como ocorre no planejamento de interligações, e também dar os passos iniciais no sentido de adequar a metodologia de planejamento atual, como é o caso do planejamento num ambiente competitivo. As principais contribuições da tese, neste sentido, são apontadas a seguir:

- *Diagnóstico do Problema*

Foi feita uma avaliação detalhada e em profundidade das limitações da metodologia de planejamento atual, no que concerne ao dimensionamento e à remuneração dos circuitos de interligação no sistema elétrico brasileiro; este diagnóstico mostrou que essas dificuldades são de duas naturezas: separação dos critérios de confiabilidade e desacoplamento das decisões de investimento. Mostrou ainda que ambas as dificuldades tem uma raiz comum, qual seja, a especialização dos métodos e modelos usados no planejamento da geração e da transmissão: critérios e modelos de energia para o planejamento da geração, critérios e modelos de potência para o planejamento da transmissão. Com base neste diagnóstico, foram apontados dois “remédios” para resolver os problemas metodológicos: compatibilização de critérios e modelo para planejamento integrado. Tanto num caso como no outro, foram realizadas análises aprofundadas e extensas, com base na literatura disponível e na experiência do autor.

- *Compatibilização de Critérios*

Lançou-se a base conceitual e analisaram-se as alternativas de implementação de uma metodologia para compatibilização de critérios de confiabilidade, como suporte para a otimização de critérios de planejamento sob uma ótica global, e não apenas setorial (energia e potência). Esta metodologia pode ser vista como um ponto de partida para o posterior estabelecimento de uma análise de confiabilidade integrada, englobando aspectos energéticos e de confiabilidade, mais completa, portanto, que a atual confiabilidade composta, que já engloba geração e transmissão, mas apenas sob o aspecto de reserva de potência.

- *Estrutura Analítica*

O levantamento da literatura sobre modelos de planejamento foi realizado de forma extensa, visando não só determinar o estado da arte, mas principalmente para subsidiar uma estrutura analítica de apoio ao planejamento integrado. Esta estrutura analítica foi sintetizada na cadeia

hierárquica de modelos para o planejamento, inicialmente com modelos especializados em expansão para energia e expansão para ponta, na proposta original, e posteriormente modificada para incluir um modelo que efetiva a abordagem integrada no planejamento de sistemas de geração e transmissão.

- ***Modelo para Planejamento Integrado***

A análise da literatura revelou a inexistência anterior de modelos capazes de tratar simultaneamente de aspectos energéticos e de confiabilidade. Revelou também a adequação do método de decomposição de Benders à estrutura do problema de planejamento integrado, viabilizando a formulação de um modelo de otimização inédito, composto por um subproblema de investimento e um subproblema de operação que considera aspectos de energia e de potência. Mostrou-se, adicionalmente, que o subproblema de operação pode ser novamente decomposto, no caso do sistema elétrico brasileiro, em dois subproblemas específicos, os quais podem ser resolvidos separadamente. Esta propriedade permitiu o uso de algoritmos especializados e computacionalmente eficazes. Um aspecto importante do método é que ambos os subproblemas de operação lançam mão, direta ou indiretamente, de técnicas de otimização em grafos, o que explica, em grande parte, a eficiência computacional do modelo.

- ***Eficácia do Planejamento Integrado***

O modelo de planejamento integrado foi aplicado em um estudo de caso baseado numa configuração recente do sistema elétrico brasileiro, considerando um elenco de 61 projetos de investimento, entre usinas e circuitos de interligação. Embora este seja um problema de otimização de grande porte (cerca de 260 variáveis inteiras), foi possível solucioná-lo em microcomputadores pessoais, com tempos bastante reduzidos (de 15 a 30 minutos num Pentium 90), o que facilita sua aplicação prática em estudos de planejamento setoriais. Os resultados desta aplicação confirmaram também a hipótese básica deste trabalho, qual seja, a de que a expansão integrada oferece um potencial de redução de custos bastante acentuado, em relação à síntese em duas etapas.

- ***Concatenação de Técnicas de Confiabilidade e de Otimização***

O arcabouço conceitual propiciado pela teoria da confiabilidade, conquanto poderoso e apto a resolver satisfatoriamente uma série de questões relevantes no planejamento das interligações, mostra-se insuficiente para avaliar os efeitos das interligações sobre a expansão a longo prazo dos sistemas interconectados. Esse tipo de avaliação é fundamental para estabelecer os benefícios globais das interligações, ou seja, as reduções de custo de operação e de expansão da geração provenientes do aumento da capacidade de intercâmbio entre os subsistemas. Para isso, foi necessário contar com o apoio de técnicas de programação matemática, as quais, conjugadas com os instrumentos da análise de confiabilidade, anteriormente abordados, forneceram a estrutura conceitual e computacional necessária para avaliar, em sua plenitude, os benefícios potenciais das interligações, a partir dos quais se pode estabelecer a expansão ótima do sistema.

- ***Nível de Confiabilidade Ótimo do Sistema***

Um subproduto importante do processo de otimização é o nível de confiabilidade ótimo do sistema, considerando os custos de investimento de operação e de confiabilidade. Com base nos resultados da análise econômica global, podem ser derivados os custos marginais de expansão do sistema, que podem ser usados nos estudos de dimensionamento ótimo dos diversos componentes, não só da interligação, mas também dos sistemas receptores. Como se vê, a conjugação de técnicas de confiabilidade com técnicas de otimização constitui poderoso recurso para a alocação ótima de recursos escassos entre segmentos e áreas do sistema.

Em resumo, os resultados alcançados justificam e validam plenamente os desenvolvimentos conceituais e computacionais apresentados nos capítulos anteriores. Além disso, realçam uma dos aspectos mais importantes da metodologia e do modelo de planejamento integrado, qual seja, a identificação de oportunidades adicionais para racionalizar os investimentos no setor de energia elétrica, as quais se acham atualmente “escondidas” pelas abordagens especializadas. É importante observar que uma vez identificadas as oportunidades, o processo de otimização pode ser continuado com apoio de modelos de análise mais detalhados. Isso conduz naturalmente ao uso do modelo de planejamento integrado na compatibilização de critérios, que é um dos tópicos de pesquisa abordados na próxima seção.

## 10.2 TÓPICOS PARA PESQUISA

Além das contribuições apontadas, as investigações revelaram uma série de tópicos de pesquisa relevantes, tanto sob o ponto de vista do modelo quanto da metodologia de planejamento integrado. Alguns desses tópicos são elaborados a seguir, não só visando futuros trabalhos, mas principalmente visando compor um projeto de pesquisa mais amplo, apoiado na plataforma conceitual e no modelo computacional desenvolvidos nesta tese.

### • *Integração do modelo com a metodologia*

Os resultados da expansão integrada fornecem importantes subsídios para a compatibilização dos critérios de confiabilidade de energia e potência em uso no planejamento. Essa compatibilização pode ser feita a partir dos resultados da expansão integrada, os quais permitem estabelecer os níveis de risco ótimos (LOLP, por exemplo), tanto sob o ponto de vista da confiabilidade de energia quanto de potência. Esses níveis de risco ótimos, por sua vez, permitirão balizar as faixas de probabilidade e de severidade das contingências de geração e de transmissão a serem consideradas nos estudos de planejamento e dimensionamento das unidades geradoras e circuitos de transmissão. Em síntese, a partir de um exercício de otimização global, como preconizado no item 5.4.3 e ilustrado nos itens 9.2 a 9.3, poderá ser construído um conjunto de critérios coerentes para orientar o planejamento da geração e da transmissão, visando assegurar a consistência dos investimentos em todos os níveis do planejamento, desde o estratégico até o operacional, passando pelo tático. Esta construção pode ser vista, portanto, como uma decorrência e um resultado importante da integração do modelo de planejamento integrado à metodologia de compatibilização de critérios, ambos resultados da presente pesquisa.

### • *Extensões do Modelo*

Duas extensões lógicas do modelo de planejamento integrado dizem respeito à representação das incertezas de mercado no subproblema de investimento, bem como a incorporação de restrições financeiras, sob a forma de tetos de investimento ou de um modelo de planejamento financeiro simplificado, isolada ou conjuntamente. Os tetos de investimento poderiam ser incorporados como restrições adicionais no subproblema de investimento (representando limites rígidos de dispêndios em empresas estatais, por exemplo) e o modelo financeiro simplificado (representando a busca de recursos adicionais no mercado de capitais, por parte de empresas públicas ou privadas, por exemplo) poderia ser formulado como um “subproblema de operação financeira”, gerando cortes de Benders adicionais para o mestre. Na parte do subproblema de operação, uma extensão natural do modelo atual seria a aplicação de técnicas de programação dinâmica dual estocástica na solução do subproblema de operação energética. No tocante ao subproblema de confiabilidade, uma extensão do modelo atual seria o uso de modelos de confiabilidade compostos, em lugar do modelo

multiárea. Estas extensões, no entanto, só se justificariam na aplicação do modelo de planeamento integrado à resolução de problemas locais, a médio e curto prazos.

- ***Extensões da Metodologia***

A metodologia de planeamento integrado comporta também uma série de aperfeiçoamentos, notadamente no que diz respeito à sua inserção em um ambiente competitivo. Esta evolução, ainda em fase incipiente, passa necessariamente por uma reavaliação da estrutura hierárquica da metodologia de planeamento atual, no sentido de identificar novos critérios de decomposição do problema de planeamento. Algumas possibilidades foram esboçadas ao longo do trabalho, sob a forma de níveis hierárquicos tanto no subproblema de investimento quanto no de operação. Estas diferentes clivagens do “super-problema” de planeamento visam facilitar a adaptação de conceitos e métodos usados e provados no setor privado à indústria de energia elétrica, ainda planejada e operada de forma centralizada e (relativamente) cooperativa.

- ***Implementação da Análise Integrada no Processo de Planeamento***

A análise integrada poderá ser implementada de diversas maneiras. A mais imediata se baseia em modelos de simulação energética e de confiabilidade composta, através de procedimentos iterativos. A mais avançada é baseada em método de programação estocástica, com apoio do modelo desenvolvido nesta tese. A escolha de um ou outro método de implementação é uma função de diversos fatores, entre os quais pode-se citar: disponibilidade de modelos computacionais, disponibilidade de dados estatísticos e econômicos confiáveis, estágio de maturação do projeto, entre outros. Assim, é conveniente dispor-se de um elenco de métodos e modelos que permitam uma passagem gradativa de um processo decisório baseado em metodologias determinísticas para outro em que (muitas vezes informalmente) a escolha da alternativa de referência envolve um processo de otimização da confiabilidade.

- ***Integração de Aspectos de Confiabilidade ao Processo de Planeamento***

Um aspecto importante a destacar, no contexto do planeamento das futuras interligações regionais no Brasil, é o efeito de dispersão geográfica dos reforços de geração, provocada pela consideração de aspectos de confiabilidade. Olhando apenas pelo aspecto de economia de escala, os modelos energéticos atuais tendem a *concentrar* o desenvolvimento da geração nas áreas com baixo custo marginal de expansão. Já a consideração dos aspectos de confiabilidade tende a *distribuir*, espacialmente, os reforços de geração, tendo em vista uma menor vulnerabilidade do sistema interligado a falhas nas interligações, às quais os modelos energéticos são insensíveis, na medida em que este tipo de falha, em geral de curta duração, não acarreta reduções sensíveis na capacidade de transferência de *energia* das interligações. Desse modo, é de se esperar que a expansão proposta pelo modelo integrado, no caso de sistemas malhados, seja diferente da expansão proposta pelos modelos especializados, em função é claro, dos custos relativos de racionamento e de interrupção, por um lado, e das taxas de falha e tempos de reparo das interligações, por outro. Este aspecto é mais relevante num sistema interligado com estrutura malhada, em que diferentes comprimentos (e portanto diferentes taxas de falha) das diversas opções de reforço das interligações podem se refletir em decisões de investimento em interligações diversas das que seriam tomadas por um modelo de investimento baseado tão somente em aspectos energéticos.

- ***Integração de Aspectos de Incerteza no Modelo de Planeamento Integrado***

É interessante observar que efeito de dispersão similar, porém no tempo, decorre de considerações acerca das incertezas de mercado, de tempos de construção, etc. Isso por que grandes obras ou grandes concentrações de obras em algumas regiões propiciam programas de expansão pouco flexíveis e portanto mais vulneráveis às incertezas do que planos de obras

mais distribuídos, com maior número de usinas e/ou com usinas e interligações de menor tempo de construção. Como a distribuição temporal implica no desenvolvimento de um maior número de usinas geograficamente dispersas, os efeitos da incerteza tendem a reforçar a tendência à dispersão espacial motivada por aspectos de confiabilidade, e vice-versa. Do exposto, conclui-se que a integração dos aspectos de energia e de potência nos modelos de planejamento sob incerteza permitirá avaliar de maneira mais completa a atual filosofia de expansão do sistema elétrico brasileiro, bem como revelar uma série de novas facetas do planejamento, até o momento não consideradas nos modelos em uso no setor elétrico.

- *Papel do Planejamento Integrado em Novo Contexto Institucional*

Finalizando, cabem algumas reflexões sobre o papel que a abordagem integrada, tanto em termos de modelos quanto de metodologia, poderá ter num ambiente de negócios em fase de mutação, prenunciada pelas mudanças setoriais em curso no país. Chamou-se a atenção, no início da tese (Capítulo 2) para a crescente importância das interligações locais, como elemento fundamental para viabilizar o acesso de produtores independentes, autoprodutores e grandes consumidores à rede de transmissão local ou nacional. Nessas condições, é importante dispor-se de modelos com flexibilidade suficiente para representar pequenos e grandes subsistemas, levando em conta tanto a confiabilidade de energia quanto de potência, como é o caso do modelo desenvolvido nesta tese. Um outro aspecto importante, nesse contexto, diz respeito à questão da economia de escala de novos projetos de investimento em geração e transmissão. Como analisado anteriormente, aspectos de incerteza e de confiabilidade tendem a diminuir o valor da economia de escala, através da dispersão espacial e temporal dos projetos de investimento. A participação da iniciativa privada também favorece a pulverização dos projetos, juntando-se ao conjunto de fatores “contrários” à economia de escala. A abordagem integrada, porém, embora reconhecendo os fatores apontados, ajuda a restabelecer um certo “equilíbrio de forças,” valorizando as interligações, ampliando o mercado e restabelecendo a competitividade de diversos empreendimentos de geração, cuja viabilidade econômica se encontra atualmente em risco, em função dos fatores apontados, além das dificuldades ambientais conhecidas.



## 11. Referências

- [And72] Anderson, D.; "Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply"; *Bell Journal of Economics and Management Science* 3 (Spring 1972), pp.267-301
- [ASM83] Ahsan, Q.; Schenk, K.F.; Misra, R.B.; "Expected Energy Production Cost of Two Interconnected Systems with Correlated Demands"; *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 102, no 8; 1983, pp. 2155-2164
- [Bal89] Balu, N.J.; *Review of Expansion and Operation Planning Criteria and Study Methods in the Modern Utility Environment*; II Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, São Paulo, BR, August 21-25; 1989
- [Bau77] Baumol, W.J.; Economic Theory and Operations Analysis; Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1977.
- [BBT69] Billinton, R.; Bhavaraju, M.P.; Thompson, P.R.; "Power System Interconnection Benefits"; *CEA Transactions*, Vol. 20, Part 3, 1981, Paper 81-SP-144
- [BCC84] Bloom, J.; Caramanis, M.; Charny, L.; "Long Range Generation Planning Using Generalized Benders Decomposition: Implementation and Experience"; *Operation Research*, Vol. 32, n<sup>o</sup> 2, 1984, pp. 290-313.
- [BeL75] Beglari, F.; Laughton, M.A.; "The Combined Costs Method for Optimal Economic Planning of an Electrical Power System"; *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 94, n<sup>o</sup> 6, pp. 1935-42, 1975.
- [Ben62] Benders, J.F.; "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems"; *Numerische Mathematik* 4, 1962.
- [Bha78] Bhavaraju, M.P.; *Reliability Measures for System Planning*; *EPRI Journal*, December; 1978
- [BiG92] Billinton, R.; Goel, L.; *Reliability Indices for Use in Generation, Transmission and Distribution Systems*; III Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, IP-05, Belo Horizonte, BR, May 18-23; 1992
- [BiO92] Billinton, R.; Oteng-Adjei, J.; *Utilization of Customer Outage Costs in Generation and Transmission Planning*; III Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, IP-08, Belo Horizonte, BR, May 18-23; 1992
- [BIC83] Bloom, J.A.; Charny, L.; "Long-Range Generation Planning with Limited Energy Storage Plants, Part I"; *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, September 1983, pp. 2861-2870.
- [Blo82] Bloom, J.; Mathematical Generation Planning Models Using Decomposition and Probabilistic Simulation; *EPRI Report EA-2566-SR*, 1982
- [Boo72] Booth, R.R.; *Power System Simulation Model Based on Probability Analysis*; *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, n<sup>o</sup> 1, pp.62-69, Jan/Feb 1972.
- [CAM89] Camozzatto, I.; Araújo, R.P.; Morozowski, M.; Silveira, A.M.; Massaud, A.; Alvarenga, S.; "Custo do Déficit: Implicações no Planejamento de Sistemas Elétricos"; *Encontro Internacional do CIER/SPSE*, Caracas, VEN., October; 1989
- [CaP77] Camozzatto, I.; Pinheiro, S.; "Estudo de Alternativas Ótimas de Expansão de um Sistema de Energia Elétrica por Algoritmo de Busca em Grafo com Heurística"; *Anais do IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*,

- Grupo VII, Informe RJ/GPO/16, Rio de Janeiro, RJ, 1977.
- [CCG90] Costa, J.P.; Campodónico, N.M.; Pereira, M.V.F.; "A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydro Systems"; *in* Proceedings of the 10<sup>th</sup> Power System Computer Conference, Austria, August 1990.
- [CCK78] Cazalet, E.G.; Clark, C.E.; Keelin, T.W.; "Costs and Benefits of Over/Under Capacity in Electric Power system Planning"; EPRI EA-927, Project 1107, Final Report, October; 1978
- [CGO82] Cunha, S.H.F.; Gomes, F.B.M.; Oliveira, G.C.; Pereira, M.V.F.; "Reliability Evaluation in Hydrothermal Systems"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No 12, December 1982 pp.4665-4673
- [CGS63] Cook, V.M.; Galloway, C.D.; Steinberg, M.J.; Wood, A.J.; "Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected Systems"; AIEE Transactions, Vol. PAS-82, Part III (1963), pp. 110-116
- [CGW83] Clancy, D.P.; Gross, G.; Wu, F.F.; "Probabilistic Flows for Reliability Evaluation of Multiarea Power System Interconnections"; Electrical Power & Energy Systems, Vol. 5, no 2, April 1983, pp. 101-114
- [CoL80] Coté, G.; Laughton, M.A.; "Prediction of Reserve Requirements in Generation Planning"; International Journal on Electric Power & Energy Systems, Vol. 2, April 1980, pp. 87-95.
- [Cot79] Coté, G.; "Reliability Aspects of Optimal Generation Planning Models for Power Systems"; Tese de Doutorado, University of London, 1979.
- [Dan66] Dantzig, G.B.; Linear Programming and Extensions; Revised Edition, Princeton University Press, Princeton, NJ, 1966
- [DED84] DeChamps, C.; d'Enghien; DoThin; Assessment of Electric Power System Planning Models and Their Applicability to Developing Countries; World Bank, Energy Department, Doc. 637.31, January 1984.
- [DeS92] Delson, J.K.; Shahidehpour, S.M.; "Linear Programming Applications to Power System Economics, Planning and Operations"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, n<sup>o</sup> 3, August 1992, pp 1155-63.
- [DMH84] Daniels, S.L.; McNeely, J.C.; Hicks, K.L.; Fleck, W.D.; "Representation of Multiple Energy Storage Devices in EGEAS"; *in* Dynamic Benefits of Energy Storage Plant Operation Workshop, Boston, Massachusetts, May 7-11, 1984.
- [DoJ72] Doulliez, D.; Jamouille, E.; "Transportation Networks with Random Arc Capacities"; Revue Française d'Automatique, Informatique et Recherche Opérationnelle, Vol. 3, Novembre 1972, pp. 45-59
- [DSS58] Dorfman, R.; Samuelson, P.A.; Solow, R.M.; Linear Programming and Economic Analysis; McGraw-Hill, New York, 1958
- [EIW81] "The Growing Role of Reliability"; Electrical World, pp.74-85, October; 1981
- [FeL78] Ferak, R.P.; Lapsa, J.E.; "General Electric's OGP Program: the Practical Approach to Generation Planning"; EEI Computer Forum, Minneapolis, 1978.
- [Fis75] Fischl, R.; "Optimal System Expansion: A Critical Review"; *in* Systems Engineering for Power: Status and Prospects, Henniker, New Hampshire, August 17-22, 1975, pp. 233-260.

- [FMV73] Fernandez de La Garza, G.; Manne, A.S.; Valencia, J.A.; "Multi Level Planning for Electric Power Projects"; in L.M.Goreux and A.S.Manne, eds., Multi Level Planning: Case Studies in Mexico, North Holland, Amsterdam, 1973.
- [FoF62] Ford, L.; Fulkerson, D.; Flows in Networks, Princeton University Press, 1962
- [FVP82] Franco, N. de; Ventura Fº, A.; Pegado, P.A.S.; Kelman, J.; Vian, A.; "Impact of Construction Delays on the Reliability of a Hydro System: A Brazilian Planning Experience"; CIGRÉ Conference, Paris, 1982.
- [Gal57] Gale, D.; "A Theorem on Flows in Networks"; Pacific Journal on Mathematics 7, 1957
- [Gat70] Gately, D.; Investment Planning for the Electric Power Industry: An Integer Programming Approach; The University of Ontario, Research Report 7035, 1970.
- [Gat71] Gately, D.; Investment Planning for the Electric Power Industry: A Mixed-Integer Programming Approach, with Application to Southern India; Princeton University, Ph.D. Dissertation, 1971.
- [GCC93] Gorenstin, B.G.; Campodónico, N.M.; Costa, J.P.; Pereira, M.V.F.; "Power System Expansion Planning Under Uncertainty"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, nº 1, February 1993.
- [Gon73] Gonzaga, C.C.; "Estudo de Algoritmos de Busca em Grafos e sua Aplicação a Problemas de Planejamento"; Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Outubro de 1973.
- [Gor81] Gordian Associates; A Generation Planning System: Methodology and Case Study; EPRI Report EA-1807, 1981
- [GPM86] Granville, S.; Pereira, M.V.F.; Monticelli, A.; "A Decomposition Approach to Reactive Sources Optimization"; IFAC Symposium on Power Systems and Power Plant Control, Beijing, People's Republic of China, 1986.
- [JeJ74] Jenkins, R.T.; Joy, D.S.; Wien Automatic System Planning Package (WASP) - An electric Utility Optimal Generation Expansión Planning Computer Code; Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, ORNL 4945, 1974.
- [Joh66] Johnson, E.; "Networks and Basic Solutions"; Operations Research, Vol. 14, 1966.
- [JuC83] Juseret, R.; Cladé, J.; "Reliability Criteria Used in Various Countries"; International Meeting of CIGRÉ SC-37, Electra n.110, pp. 67-101, Oslo, June; 1983
- [KeH80] Kennington, J.L.; Helgason, R.V.; (1980) "Algorithms for Network Programming", John Wiley & Sons, Inc., USA
- [LaS90] Lago-Gonzales, A.; Singh, C.; "The Extended Decomposition-Simulation Approach for Multi-Area Reliability Calculations"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, no 3, August 1990, pp. 1024-1031
- [LeD82] Le, K.D., Day, J.T.; "Rolling Horizon Method: a New Technique for Generation Expansion Studies"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, nº 9, september 1982, pp.3112-16.
- [Lee87] Lee, F.N.; "Multi-Area Reliability - A New Approach"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, no 4, November 1987, pp. 848-855.

- [LeL89] Lee, F.N.; Lin, L.; "Multi-Area Probabilistic Production Costing By Two area Approximation"; in Proceedings of the Workshop on Resource Planning Under Uncertainty for Electric Power Systems, Stanford University, January, 21-22, Stanford, CA, USA, 1989, pp.99-125
- [Leo91] Leopoldino, C.M.A.; "Planejamento da Expansão da Capacidade de Ponta de um Sistema Hidroelétrico"; Dissertação M.Sc., PUC, Rio de Janeiro, RJ, Abril de 1991, 62 pp.
- [LMC91] Leite da Silva, A.M.; Melo, A.C.G.; Cunha, S.H.F.; "A Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Generating Systems"; IEE Proceedings, Part C, Vol. 138, no 1, January 1991
- [LSH81] Loucks, D.P.; Stedinger, J.R.; Haith, D.A.; Water Resource Systems Planning and Analysis; Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1981, pp. 158.
- [MaG57] Massé, P.; Gibrat, R.; "Application of Linear Programming to Investments in the Electrical Power Industry"; Management Science 3 (January 1957), pp.149-166
- [MaH92] Massaud, A.; Hernandez, J.P.H.G.; "Custo de Interrupção de Fornecimento: Metodologia e Resultados da Pesquisa Direta aos Consumidores"; III Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, SP-17, Belo Horizonte, BR, May 18-23; 1992
- [Man71] Manne, A.S.; "A Mixed Integer Algorithm for Project Evaluation"; Memorandum 71-3, Development Research Center, International Bank for reconstruction and Development, Washington, DC, 1971.
- [Mas62] Massé, P.; Optimal Investment Decisions (English translation); Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1962
- [MFC84] Morozowski, M.; Fonseca, L.G.S.; Camargo, C.C.B.; Cruz, C.R.G.; "CSP-Sistema para Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Potência"; VII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, BSB/GPL 12, Brasília, BR; 1984
- [MMF91] Mello, J.C.O.; Morozowski, M.; Fontoura, R.N.; Romero, S.P.; Oliveira, G.C.; Cunha, S.H.F.; "Development of a Composite System Reliability Program for Large Hydrothermal Power Systems: Issues and Solutions"; III International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems, pp.64-69, London, July 3-5; 1991
- [MMM74] Marsh, W.D.; Moisan, R.W.; Murrel, T.C.; "Perspectives on the Design and Application of Generation Planning"; in Collection of Papers Presented at Nuclear Utilities Planning Methods, Symposium Oak Ridge National Laboratory, January 1974, Rep. ORNL-TM-4443, (1974).
- [MMP89] Morozowski, M.; Melo, A.C.G.; Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; Silva, M.V.O.; Ramos, D.S.; "Planejamento de Sistemas de Transmissão sob Restrições Financeiras: Metodologia e Aplicações"; Anais do III ERLAC-Encontro Regional Latino-Americano da CIGRÉ, IT 37-06, Foz do Iguaçu, BR; 1989
- [MMP89] Morozowski, M.; Melo, A.C.G.; Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; Ramos, D.S.; Silva, M.V.O.; "Metodologia de Priorização de Obras do sistema de Transmissão: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro"; X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, CTBA/GPL/06, Curitiba, BR; 1989

- [MMP89] Morozowski, M.; Melo, A.C.G.; Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; Ramos, D.S.; "Priority Evaluation and Ranking of Transmission System Projects: Computer Model and Results"; 16<sup>th</sup> Power Industry Computer Application Conference (PICA'89), Seattle, USA, May 1-5; 1989
- [MMP92] Mendes, D.P.; Melo, A.C.G.; Pereira, J.L.R.; Morozowski, M.; Oliveira, G.C.; "Avaliação dos Efeitos de Falhas em Subestações na Confiabilidade de Redes Elétricas"; Anais do IX Congresso Brasileiro de Automática, Vol.1, pp.298-305, Vitória, BR, September 14-18; 1992
- [MMR91] Mello, J.C.O.; Melo, A.G.C.; Romero, S.P.; Oliveira, G.C.; Morozowski, M.; Pereira, M.V.F.; "Confiabilidade de Sistemas de Geração/Transmissão de Grande Porte"; XI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, RJ/GPL/20, Rio de Janeiro, BR; 1991
- [MMR92] Mello, J.C.O.; Melo, A.G.C.; Romero, S.P.; Oliveira, G.C.; Morozowski, M.; Pereira, M.V.F.; "Reliability Evaluation of Large Scale Composite Power Systems"; III Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, SP-28, Belo Horizonte, BR, May 18-29; 1992
- [Mo85A] Morozowski, M.; "Sistema CSP - Metodologia de Cálculo dos índices de Confiabilidade"; Eletrosul, Departamento de Planejamento do Sistema, Nota Técnica NTC 003/85, Florianópolis, BR, January; 1985
- [Mo85B] Morozowski, M.; "Sistema CSP - Aspectos Conceituais e Estrutura Computacional"; Eletrosul/Departamento de Planejamento do Sistema, Nota Técnica NTC 004/85, Florianópolis, BR, April; 1985
- [MOM91] Melo, A.G.C.; Oliveira, G.C.; Morozowski, M.; Pereira, M.V.F.; "A Hybrid Algorithm for Monte Carlo/Enumeration Based Composite Reliability Evaluation"; III International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems, pp.70-74, London, July 3-6; 1991
- [MoR91] Morozowski, M.; Ramos, D.S.; "Incerteza e Flexibilidade no Planejamento da Transmissão: Conceitos e Metodologia"; Anais do IV ERLAC-Encontro Regional Latino-Americano da CIGRÉ, IT 37-07, Puerto Yguazu, ARG.; 1991
- [MoS86] Morozowski, M.; Silva, E.L.; "Base de Dados para Estudos de Confiabilidade de Sistemas de Potência"; VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, SP/GPL/19, São Paulo, BR; 1991
- [MPL92] Melo, A.C.G.; Pereira, M.V.F.; Leite da Silva, A.M.; "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation"; Paper no 92SM425-9 PWRS, 1992 IEEE Summer Meeting, Seattle, USA
- [MRS87] Morozowski, M.; Ramos, D.S.; Schilling, M.T.; "Confiabilidad Integrada al Planeamiento de Sistemas Eléctricos: Potencialidades y Experiencia de Aplicación"; Anais do Seminario Latinoamericano de Planificación de Sistemas Eléctricos, Tomo V, pp.332-356, Buenos Aires, ARG, Mayo 11-15; 1987
- [MSB87] Morozowski, M.; Silva, E.L.; Bramont, P.P.; Figueiredo, D.D.; Pinheiro, D.; "A Experiência da Eletrosul na Aplicação de Técnicas de Confiabilidade no Planejamento e Dimensionamento de Sistemas de Transmissão"; Anais do IV Seminário de Confiabilidade, pp.10.1-10.8, Rio de Janeiro, BR, Junho 2-3; 1987

- [MSP87] Morozowski, M.; Silva, E.L.; Pinto, L.M.V.G.; Ramos, D.S.; Pereira, M.V.F.; "A Análise de Confiabilidade no Contexto da Metodologia de Priorização de Obras do Sistema de Transmissão"; Anais do IV Seminário de Confiabilidade, pp. 08.1-08.11, Rio de Janeiro, BR, Junho 2-3; 1988
- [MSR91] Morozowski, M.; Silva, E.L.; Ramos, D.S.; Melo, A.C.G.; Mello, J.C.O.; Schilling, M.T.; "Estabelecimento de Critérios de Planejamento: Revisão Metodológica"; XI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, RJ/GPL/17, Rio de Janeiro, BR; 1991
- [Mun84] Munasinghe, M.; "Engineering-Economic Analysis of Electric Power Systems"; Proceedings of the IEEE, Vol. 72, n.4, pp. 1801-1809, April; 1984
- [NoG74] Noonan, F.; Giglio, R.J.; "A Mathematical Programming Model for Long Range Planning of Electric Power Generation"; ORSA/TIMS, Puerto Rico Meeting, Fall, 1974.
- [NoG77] Noonan, F.; Giglio, R.J.; "Planning Electric Power Generation: a Nonlinear Mixed Integer Model Employing Benders Decomposition"; Management Science, Vol. 23, nº 9, pp. 946-956, 1977.
- [NoP72] Noferi, P.L.; Paris, L.; "Quantitative Evaluation of Power System Reliability in Planning Studies"; IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, n. 2, pp. 611-618, Mar/Apr; 1972
- [Noy83] Noyes, L.R.; "Two-Area Probabilistic Production Costing by the Method of Bivariate Cumulants"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, no 4, 1983, pp. 433-443
- [NSP87] Nordlund, P.; Sjelvgren, D.; Pereira, M.V.F.; Bubenko, J.A.; "Generation Expansion Planning for Systems with a High Share of Hydro Power"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, Nº 1, February 1987, pp.161-167.
- [OCP87] Oliveira, G.C., Cunha, S.H.F., Pereira, M.V.F.; "A Direct Method for Reliability Evaluation"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 4, November 1987, pp. 934-942
- [OGC90] Oliveira, G.C.; Gorenstin, B.G.; Cunha, S.H.F.; Pereira, M.V.F.; "Aplicação do Conceito de Modo de Falha à Análise de Confiabilidade Composta Geração/Transmissão"; *in* Anais do VIII Congresso Brasileiro de Automática, Belém, Pa., 10-14 de Setembro de 1990, pp. 687-690.
- [OIC87] Oliveira, G.C., Cunha, S.H.F.; "Metodologia de Planejamento da Expansão da Capacidade de Ponta de Sistemas Interligados de Geração - Parte I: Análise de Confiabilidade de Sistemas Interligados"; Pesquisa Operacional, Vol. 7, no 1, 1987
- [Oli88] Oliveira, G.C.; "Modelo de Expansão da Capacidade de Ponta de Sistemas Interligados - Exponta"; Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, 1988.
- [OPC87] Oliveira, G.C.; Pereira, M.V.F.; Cunha, S.H.F.; Granville, S.; "Multi-Area Capacity Expansion Model with Reliability Constraints"; Proceedings of the 9<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, Cascais, Portugal, September, 1987.
- [PaW75] Pang, C.K.; Wood, A.J.; "Multi-Area Generation System Reliability Calculations"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, no 2, March-April 1975, pp. 508-517
- [PCT87] Pereira, M.V.F.; Cunha, S.H.F.; Terry, L.; Mossé, A.; "Modelos Computacionais para Planejamento e Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte"; Re-

vista da SBA: Controle e Automação, Vol. 1, nº 1, pp.31-41, 1987.

- [PeB92] Pereira, M.V.F.; Balu, N.J.; "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation"; Proceedings of the IEEE, Vol. 80, nº 4, April 1992, pp.470- 491
- [PeP84] Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; "Operation Planning of Large Hydroelectric Systems"; 8<sup>th</sup> Power System Computation Conference (PSCC), Helsinki, Finland, August 1984.
- [Per84] Pereira, M.V.F.; "Hydroelectric System Planning"; in Electric System Expansion Planning Guidebook (Chapter 8), International Atomic Energy Agency, 1984, pp.303-335.
- [Per89] Pereira, M.V.F.; "Computational Tools for Power System Planning and Operations in Large Hydroelectric Systems"; in Proceedings of the Workshop on Resource Planning Under Uncertainty for Electric Power Systems, Stanford University, January, 21-22, Stanford, CA, USA, 1989.
- [PLY80] Park, Y.M.; Lee, H.Y.; Youn, L.T.P., "A New Analytical Approach for Long-Term Generation Expansion Planning Based on Maximum Principle and Gaussian Distribution Function"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 104, nº 2, pp. 390-397, 1985.
- [Poh82] Pohlman, J.C.; "Methods of T-line Design are Changing"; Electrical World, pp. 92-94; 1982
- [PPC85] Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; Cunha, S.H.F.; Oliveira, G.C.; "A Decomposition Approach to Automated Generation and Transmission Planning"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, nº 11, 1985.
- [PPM88] Pinto, L.M.V.G.; Pereira, M.V.F.; Maculan, N.; "A Model for Hydrothermal System Expansion Planning"; XIII International Symposium on Mathematical Programming, Tokyo, Japan, September 1988.
- [PRV78] Paris, L.; Reggiani, F; Valtorta, M.; "The Study of UHV System Reliability in Connection with its Structure and Component Characteristics"; Cigré Paper 31-14, 1978
- [QiG93] Qiu, J.;Girgis, A.A.; "Optimization of Power System Reliability Level by Stochastic Programming"; Electric Power Systems Research, Vol. 26, nº 2, February 1993, pp.87-95.
- [Rin79] Ringlee, R.J.; "System Reliability Criteria and the Interface with Substation and System Protection Reliability Criteria"; Reliability Conference for the Electric Power Industry, pp. 1-6; 1979
- [Rin89] Ringlee, R.J.; Keynote Address; II International Symposium on Probability Methods Applied to Power Systems, San Francisco, Ca.; 1989
- [RMM92] Roméro, S.P.; Mello, J.C.O.; Morozowski, M.; Granville, S.; Gorenstin, B.; "Aplicação de um Novo Modelo de Otimização no Cálculo de Medidas Corretivas em Planejamento"; Anais do IX Congresso Brasileiro de Automática, Vol.2, pp. 910-915, Vitória, BR, September 14-19; 1992
- [RMN91] Ramos, D.S.; Morozowski, M.; Nahas, E.T.; Anjos, J.C.S.; "Um Arcabouço Conceitual para o Planejamento sob Restrições Financeiras"; XI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, RJ/GPL/22, Rio de Janeiro, BR; 1991

- [RMS89] Morozowski, M.; Ramos, D.S.; Schilling, M.T.; "Modelling HVDC Links for Composite Power System Reliability Evaluation: Theoretical Aspects and Applications"; International Colloquium on HVDC Power Transmission, CIGRÉ SC-14, Recife, BR, August 3-15; 1989
- [RMS89] Ramos, D.S.; Morozowski, M.; Schilling, M.T.; "Confiabilidade Integrada ao Planejamento de Sistemas Elétricos: Aspectos Conceituais, Metodológicos e de Aplicação"; Anais do II Encontro Técnico sobre Engenharia da Confiabilidade, Rio de Janeiro, BR, August; 1989
- [RMS92] Ramos, D.S.; Morozowski, M.; Schilling, M.T.; "Desenvolvimento de Infraestrutura Metodológica para Planejamento a Curto Prazo sob Restrições Financeiras"; III Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, IP-27, Belo Horizonte, BR, May 18-30; 1992
- [RNS82] Rau, N.S.; Neculescu, C.; Schenk, K.F.; Misra, R.B.; "Reliability of Interconnected Power Systems With Correlated Demands"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 101, no 9, 1982
- [RoK75] Rohde, F.G.; Kalas, P.J.; "Economic Optimization and Evaluation of Hydroelectric Power Systems"; Water Power & Dam Construction, April 1975, pp. 145-151.
- [RPM90] Ramos, D.S.; Pereira, M.V.F.; Morozowski, M.; Fontoura, R.N.; McCoy, M.; Balu, N.J.; "Important Factors Influencing Power System Composite Reliability-An Analysis of Brazilian and US Cases"; International Conference on Large HV Electric Systems, WG 38-101, Paris, August 26-September 1; 1990
- [RRM92] Reis, L.B.; Ramos, D.S.; Morozowski, M.; "Modeling HVDC Links in Composite Reliability Evaluation: Issues and Solutions"; III Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, SP-29, Belo Horizonte, BR, May 18-28; 1992
- [S&W84] Stone & Webster Corporation; Electric Generation Expansion Analysis System - EGEAS (6 Volumes); EPRI Report EL-2561.
- [SaM74] Sasson, A.M.; Merrill, H.M.; Some Applications of Optimization Techniques to Power System Problems; Proceedings of the IEEE, Vol. 62, n<sup>o</sup> 7, July 1974, pp 959-972
- [SaS84] Sanghvi, A.P.; Shavel, I.H.; "Incorporating Explicit Loss-of Load Probability Constraints in Mathematical Programming Models for Power System Capacity Planning"; Electrical Power & Energy Systems, Vol. 6, n<sup>o</sup> 4, October 1984, pp. 239-247.
- [Sau64] Sautter, E.A.; "Studies in the Long Range Planning of Interties Between Electric Power Systems"; Ph.D. Thesis, Institute of Engineering Economic Systems, Stanford University, 1964.
- [SaZ77] Sawey, R.M.; Zinn, C.D.; "A Mathematical Model for Long Range Expansion Planning of Generation and Transmission in Electric Utility Systems"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, n<sup>o</sup> 2, March/April 1977, pp. 657-666.
- [SBL91] Sanghvi, A.P.; Balu, N.J.; Lauby, M.G.; "Power System Reliability Practices in North America"; IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, n.4, pp. 1485-1492, November; 1991
- [Sch73] Scherer, C.R.; "Estimating Returns to Scale in Thermal Electric Power Systems"; Ph.D. Dissertation, Cornell University, Ithaca, NY, 1973.



- [Sch77] Scherer, C.R.; Estimating Electric Power System Marginal Costs; North-Holland Publishing Company, 1977, pp.67-73
- [SEW92] Leite da Silva, A.M.; Endrenyi, J.; Wang, L.; “Bulk Power System Reliability Encompassing Adequacy and Security Evaluations”; III Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, IP-15, Belo Horizonte, BR, May 18-22; 1992
- [SGC83] SGC; GTCP; CTST; GCPS; “Confiabilidade de Sistemas Elétricos: Índices e Critérios”; Nota Técnica SGC/GTCP 002/83, Rio de Janeiro, BR, December; 1983
- [SHL70] Spears, H.T.; Hicks, K.L.; Lee, S.T.Y; “Probability of Loss of Load for Three Areas”; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, nº 4, 1970
- [SiP92] Silverstein, B.L.; Porter, D.M.; “Contingency Ranking for Bulk System Reliability Criteria”; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, nº 3, pp. 956-964, August; 1992
- [SMF84] Schweppe, F.C.; Marks, D.H.; Farrar, D.L.; Gruhl, J.; Ruane, M.F.; Shiers, P.F.; “Economic-Environmental System Planning”; IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 1984.
- [SML84] Schilling, M.T.; Morozowski, M.; Lee, H.K.; Camargo, C.C.B.; “Aplicação Prática de Metodologia para Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos”; VII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, BSB/GPL/14, Brasília, BR; 1984
- [SMN92] Silva, E.L.; Morozowski, M.; Nahas, E.T.; Yagi, S.; Telles, A.O.; “Base de Dados para Estudos de Confiabilidade”; Anais do V Seminário de Confiabilidade, pp. 139-149, Rio de Janeiro, BR, August 4-6; 1992
- [SMV84] Schenk, K.F.; Misra, R.B.; Vassos, S.; Wen, W.; A New Method for the Evaluation of Expected Energy Generation and Loss of Load Probability; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, nº 2, pp.294-299, February 1984.
- [Sta88] Stanford University; Mathematical Decomposition Techniques for Power System Expansion Planning; (5 Volumes), EPRI report EL-5299, 1988.
- [TrP82] Pinheiro, S.F.; Trinkenreich, J.; “Expansão a Longo-Prazo do Sistema Elétrico Usando Programação Linear”; XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Anais I, 8 a 11.11.82, Rio de Janeiro, RJ, pp. 243-258.
- [TrP86] Trinkenreich, J.; Pinheiro, S.P.; “Determinação de Expansões do Setor Elétrico a Longo Prazo - DESELP”; in Seminário Latino-Americano de Planificación de Sistemas Eléctricos (ALAPE/IDEE/EDF), Tomo IV, pp 235-251, Buenos Aires, Argentina, 11 al 15 de mayo de 1987.
- [VaM86] Valtorta, M.; Manzoni, G.; “Reliability Coordination in Electric Power Systems”; CIGRÉ International Conference on Large HV Electric Systems, WG 37/38/39-08, Paris, Aug.27-September 4; 1986
- [Wat50] Watchorn, C.W.; “The Determination and Allocation of the Capacity Benefits Resulting from Interconnecting Two or More Generating Systems”; AIEE Transactions, 69, Part II (1950), pp. 1180-86
- [WoB83] The World Bank; Energy Transition in Developing Countries, Washington, D.C., 1983.

## ANEXO 1

### PUBLICAÇÕES E ESTUDOS RELACIONADOS AO TEMA DA TESE

#### PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TEMA DA TESE

- [MFM77] Morozowski, M.; Freitas, F.T.; Maia, F.D.L.; “Estudo das Condições de Atendimento Regional Face ao Enchimento dos Volumes Mortos de Foz do Areia e Salto Santiago”; V SNPTEE, Grupo VII, Informe RE/GPO/24, Recife, Novembro de 1977
- [MRE86] Morozowski, M.; Ramos, D.S.; Esmeraldo, J.P.; Figueiredo, E.F.; Furtado, R.C. et alii; “Critérios e Procedimentos para Dimensionamento de Interligações Regionais” VIII SNPTEE, Grupo VII, Informe SP/GPL/17, São Paulo, SP, 4 a 8 de Maio de 1986
- [MPP89] Morozowski, M.; Pereira, M.V.F.; Pedroso, A.; Ramos, D.S.; “Generation Allocation and Redispatch Impacts on Brazilian System Reliability and Costs” IFAC International Symposium on Power Systems and Power Plant Control, Seoul, Korea, August 22-25, 1989
- [MPE89] Morozowski, M.; Pereira, M.V.F.; Pedroso, A.; Elias, R.G.; Ramos, D.S.; “Flexible Generation Allocation and Redispatch Impacts on Brazilian System Reliability and Costs” II Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning (SEPOPE), Selected Paper SP-23, São Paulo, SP, August 21-25, 1989
- [MRP89] Morozowski, M.; Ramos, D.S.; Pereira, M.V.F.; “Integração do Planejamento da Expansão do Parque Gerador e Sistema de Transmissão Interligados Brasileiros - Aspectos Conceituais e Metodológicos”; X SNPTEE, Grupo VII, Informe CTBA/GPL/10, Curitiba, PR, 01 a 05.10.89
- [MCE89] Morozowski, M.; Costa, P.A.P.; Esmeraldo, J.P.V.; Fontoura, R.N.; Ramos, D.S.; et alii; “Diretrizes Para a Consideração da Geração no Planejamento do Sistema de Transmissão” X SNPTEE, Grupo VII, Informe CTBA/GPL/18, Curitiba, PR, 01 a 05.10.89
- [MRE90] Morozowski, M.; Ramos, D.S.; Esmeraldo, J.P.V.; Furtado, R.C.; Figueiredo, E.F.; “Regional Interconnections in the Brazilian Power System: Problems and Planning Criteria” CIGRÉ 1990 Session, Paper 37-204, Paris, France, 26th August - 1st September
- [MPR89] Morozowski, M.; Ramos, D.S.; Pereira, M.V.F.; Elias, R.G.; “Planejamento Integrado Geração-Transmissão como Instrumento na Maximização da Eficiência dos Investimentos na Expansão” Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER/SPSE), Informe ITC BRA/G/CEPE, Caracas, Venezuela, 10.89
- Morozowski, M.; Ramos, D.S.; Esmeraldo, J.P.V.; Figueiredo, E.F.; Furtado, R.C.; “Interligações Regionais no Sistema Elétrico Brasileiro: Conceitos e Metodologia de Planejamento - Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER/SPSE), Informe BRA/G/ITC-09, Santiago, Chile, Outubro de 1991

#### ESTUDOS DE PLANEJAMENTO RELACIONADOS AO TEMA DA TESE

- [GES79] “Coletânea de Dados e Critérios Básicos para Estudos Energéticos”; Eletrosul, Departamento de Planejamento, Relatório do Grupo de Estudos de Suprimento Energético da Região Sul - GESUL (Eletrobrás, Eletrosul, Copel, CEEE), Florianópolis, SC, 1979
- [EPL78] “Região Sul do Brasil - Análise Preliminar das Alternativas de Expansão da Geração”; Eletrosul, Departamento de Planejamento, Estudo de Planejamento EPL 024/78, Florianópolis, SC, 1978
- [EPL79] “Região Sul do Brasil - Seleção de Aproveitamentos Hidroelétricos para Estudos a Nível de Viabilidade”; Eletrosul, Departamento de Planejamento, Estudo de Planejamento EPL 017/79, Florianópolis, SC, 1979
- [EPL80] “Análise dos Benefícios Energéticos Decorrentes da Antecipação da LT 500 kV Assis-Londrina”; Eletrosul, Departamento de Planejamento, Estudo de Planejamento EPL 023/80, Florianópolis, SC, 1980
- [NTC83] “Critérios para Avaliação do Desempenho Elétrico e para Avaliação Econômica de Interligações Regionais”; Eletrosul, Departamento de Planejamento, Nota Técnica NTC 003/83, Florianópolis, SC, 1983