

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**Planejamento da Operação Energética e da
Manutenção no Sistema Hidrotérmico de
Potência Brasileiro**

Autor: **André Flávio Soares Pereira**
Orientador: Sérgio Valdir Bajay
Co-Orientador: Paulo Sérgio Franco Barbosa

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

Planejamento da Operação Energética e da Manutenção no Sistema Hidrotérmico de Potência Brasileiro

Autor: **André Flávio Soares Pereira**

Orientador: Sérgio Valdir Bajay

Co-Orientador: Paulo Sérgio Franco Barbosa

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2006
S.P. – Brasil

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

P414p	Pereira, André Flávio Soares Planejamento da operação energética e da manutenção no sistema hidrotérmico de potência brasileiro / André Flávio Soares Pereira. --Campinas, SP: [s.n.], 2006. Orientadores: Sérgio Valdir Bajay, Paulo Sérgio Franco Barbosa Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. 1. Sistemas de energia elétrica hidrotérmica. 2. Energia elétrica – Produção. 3. Energia elétrica – Produção – Planejamento. 4. Usinas hidrelétricas – Manutenção. 5. Modelos matemáticos. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Barbosa, Paulo Sérgio Franco. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.
-------	---

Titulo em Inglês: Hydrothermal power planning operation and maintenance planning in Brazilian power system

Palavras-chave em Inglês: Operation planning, Models, Hydrothermal power systems, maintenance

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Banca examinadora: Alberto Luiz Francato e Secundino Soares Filho

Data da defesa: 15/02/2006

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

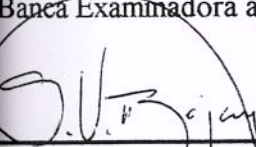
**Planejamento da Operação Energética e da
Manutenção no Sistema Hidrotérmico de
Potência Brasileiro**

Orientador: André Flávio Soares Pereira

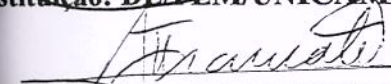
Orientador: Sérgio Valdir Bajay

O-Orientador: Paulo Sérgio Franco Barbosa

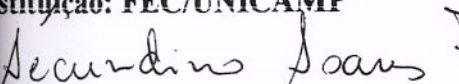
Banca Examinadora aprovou esta Dissertação composta pelos membros abaixo:


Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente

Instituição: DE/EEM/UNICAMP


Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

Instituição: FEC/UNICAMP


Prof. Dr. Secundino Soares Filho

Instituição: FEEC/UNICAMP

Campinas, 15 de fevereiro de 2006.

20752712

Dedicatória:

Dedico este trabalho ao “Seu Henrique”, meu querido avô, que apesar de debilitado, está sempre presente com sua alegria.

Agradecimentos

Ao Professor Bajay pela orientação e paciência sempre presentes neste período de convivência.

Ao Professor Martinez pelo apoio e incentivo.

Ao Professor Paulo Barbosa pela ajuda.

À querida Gláucia, pela companhia, apoio e enorme paciência nesta reta final.

Aos amigos de BH, válvulas de escape em momentos preciosos, principalmente ao Márcio, presente desde o começo.

A todas as amigas e amigos do NIPE e do Departamento de Energia, cujos nomes encheriam esta página, especialmente ao Gus e à Xandinha, pessoas especiais.

Aos amigos Ivan e Frazão pela amizade e pelo suporte técnico e tecnológico em momentos difíceis.

À família Fernandes pela alegria, mineirice e hospitalidade que tanto me ajudaram.

E, principalmente, à minha família, base de tudo, pelo apoio e suporte em todos os momentos, sem os quais, nada disso seria possível.

Este trabalho teve apoio da CAPES.

Resumo

PEREIRA, André Flávio Soares, *Planejamento da operação energética e da manutenção no sistema hidrotérmico de potência brasileiro*. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 152 p., Dissertação de mestrado.

Nesta dissertação se avalia o estado da arte do planejamento da operação energética e da manutenção de usinas em sistemas hidrotérmicos de potência e se propõe algumas inovações. Neste contexto, se faz uma revisão crítica das metodologias de planejamento empregadas no setor elétrico brasileiro, incluindo as bases de dados que dão suporte a estas metodologias e dando destaque às práticas atuais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); várias propostas de avanços metodológicos são feitas ao longo desta parte do trabalho. Uma outra parte desta dissertação envolve a aplicação de um modelo de otimização, a médio prazo, da operação de algumas usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN), pertencentes a uma concessionária geradora no Estado de São Paulo, satisfazendo as metas de geração impostas pelo planejamento centralizado do SIN, realizado pelo ONS, e restrições associadas ao uso múltiplo da água nos reservatórios destas usinas, dentre outras. Várias funções-objetivo podem ser utilizadas neste modelo, dependendo das finalidades a serem atingidas nas simulações. O modelo foi aplicado ao parque gerador hidrelétrico da empresa AES, nos rios Tietê e Pardo; algumas simulações foram feitas, discutindo-se os resultados alcançados.

Palavras Chave: Planejamento da operação, modelos energéticos, sistemas hidrotérmicos de potência, programação da manutenção.

Abstract

PEREIRA, André Flávio Soares, Power plant scheduling and maintenance planning in the Brazilian hydro-thermal power system. College of Mechanical Engineering, State University of Campinas, 2006. 152 p., MSc. Thesis

The state-of-the-art of power plant scheduling and maintenance planning in hydro-thermal power systems is evaluated in this thesis and some innovations are proposed. In this context, a critical review of the planning methodologies employed in the Brazilian power sector is carried out, including the data bases which support these methodologies and pointing out the current practices of the National Operator of the Power System (ONS); several proposals concerning advances in these methodologies are put forward along this work. In another part of this thesis, the medium-term scheduling of some power stations of the National Interlinked System (SIN) belonging to a utility in the State of São Paulo are modeled through an optimization algorithm, which meets the generation targets imposed by the centralized planning of SIN, carried out by ONS, and constraints associated to multiple uses of water in the reservoirs of these plants, among other constraints. Several objective functions can be used in this model, depending on the purposes to be achieved in the simulations. The model was applied to the hydroelectric generation system of the company AES, in the rivers Tietê and Pardo; some simulations were carried out and their results are discussed in the thesis.

Key Words: Power plant scheduling, energy models, hydrothermal power systems, maintenance scheduling.

Índice

Lista de Figuras	xii
------------------	-----

Lista de Tabelas	xiv
------------------	-----

1. INTRODUÇÃO	1
----------------------	----------

2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA: CONCEITOS E HISTÓRICO DESTE PLANEJAMENTO NO BRASIL	5
---	----------

2.1 A operação de sistemas de potência termelétricos, hidrelétricos e hidrotérmicos	5
---	---

2.2 As dimensões espacial e temporal do problema e a necessidade de se desacoplar e coordenar as estratégias de solução	8
--	---

2.3 Evolução do planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro	9
---	---

2.3.1 Até a década de 1960	9
----------------------------	---

2.3.2 As décadas de 1970 e 1980	14
---------------------------------	----

2.3.3 A década de 1990, até o início do funcionamento do ONS	23
--	----

2.3.4 A recente mudança no modelo institucional brasileiro	27
--	----

3. OS PROBLEMAS DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS DOS SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA	30
--	-----------

3.1 Formulação geral do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência	31
---	----

3.2 Métodos de resolução do problema	33
--------------------------------------	----

3.3 Alternativas para se modelar o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência	37
3.3.1 Operação centralizada ou descentralizada	37
3.3.2 A decomposição temporal do problema e o uso de reservatórios equivalentes de energia	38
3.4 As incertezas do problema	43
3.4.1 As vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas	43
3.4.2 A demanda de energia elétrica	45
3.4.3 Outros parâmetros da modelagem sobre os quais se tem incertezas	46
3.5 Experiências internacionais de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência	47
3.5.1 Noruega	47
3.5.2 Austrália	48
3.6 O problema de planejamento da manutenção de unidades geradoras	49
3.6.1 Déicits de energia e de potência e o papel dos programas de manutenção	49
3.6.2 Programas de manutenção de unidades geradoras e a busca por sua otimização	51
4. AS BASES DE DADOS DISPONÍVEIS	56
4.1 Bases de dados sobre geração hidrelétrica no Brasil	56
4.1.1 O BIG	57
4.1.2 O Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas	58
4.1.3 O SIPOT	59
4.1.4 Diagramas Topológicos dos Aproveitamentos Hidrelétricos	61
4.1.5 Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional	62
4.2 A importância da base de dados e as necessidades de melhoras	62

5. A ATUAL PRÁTICA DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	66
5.1 Características do Sistema Interligado Nacional	66
5.2 O objetivo, a metodologia e os programas utilizados no planejamento da operação	68
5.2.1 O objetivo	69
5.2.2 A metodologia	71
5.2.3 Os programas utilizados no planejamento da operação	75
5.2.3.1 Decomp	75
5.2.3.2 Newave	80
5.2.3.3 Suishi-O	86
5.2.3.4 MSUI	88
5.2.3.5 Gevazp	89
5.2.3.6 Prevaz	89
5.2.3.7 Previvaz	90
5.2.3.8 CPINS	90
5.2.3.9 Cheias	91
5.2.3.10 Dessem	91
5.2.3.11 Confint	92
5.2.3.12 Prevcar	92
5.2.3.13 Despro	92
5.3 O planejamento da operação segundo os Procedimentos de Rede	93
5.3.1 Planejamento anual da operação energética	93
5.3.2 Programa mensal da operação energética	96
5.3.3 Programação diária da operação	100
5.4 A manutenção no planejamento da operação de geração elétrica no Brasil	101
6. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO: UM ESTUDO DE CASO NA AES TIETÊ	103
6.1 Motivação para a pesquisa sobre o planejamento da manutenção	103
6.2 Objetivos do projeto de pesquisa e características das usinas da AES Tietê	104

6.3 O algoritmo desenvolvido no projeto	111
6.3.1 Função objetivo	112
6.3.2 As restrições matemáticas do problema de otimização	112
6.3.2.1 Limites operacionais e de armazenamento hídrico	113
6.3.2.2 Produtividades, potências e energia gerada	113
6.3.2.3 Limites superiores e inferiores para as vazões turbinadas	115
6.3.2.4 Fator de redução da energia assegurada	116
6.4 Simulações realizadas e seus resultados	117
6.4.1 Caso 1	117
6.4.2 Caso 2	123
6.5 Análise dos resultados	127
 7.CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	 129
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 133

Lista de Figuras

Figura 3.1 – Custo futuro esperado de operação em função da energia armazenada	42
Figura 5.1 – Integração eletroenergética.no Brasil	67
Figura 5.2 – Funções custo imediato, custo futuro e custo total	70
Figura 5.3 – Significado das derivadas das funções custo futuro e custo imediato	71
Figura 5.4 – Estados, etapas e custo futuro médio no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência	74
Figura 5.5 – Representação de acoplamento hidráulico entre subsistemas envolvendo só usinas reais	78
Figura 5.6 – Representação do acoplamento hidráulico entre subsistemas com a utilização de uma usina fictícia	79
Figura 5.7 – Os módulos do programa Newave	81
Figura 5.8 – Fluxograma dos modelos computacionais utilizados na elaboração do PMO	100
Figura 6.1 – Localização das usinas da AES Tietê	107
Figura 6.2 - Resultados da simulação 1.1, para $F_1 = 1$ e $F_2 = 0$	119
Figura 6.3 - Resultados da simulação 1.2, para $F_1 = 1$ e $F_2 = 1$	119
Figura 6.4 – Resultados da simulação 1.3, para $F_1 = 0,5$ e $F_2 = 1$	120
Figura 6.5 – Resultados da simulação 1.4, para $F_1 = 0,25$ e $F_2 = 1$	120
Figura 6.6 – Resultados da simulação 1.5, para $F_1 = 0,1$ e $F_2 = 1$	120
Figura 6.7 – Resultados da simulação 1.6, para $F_1 = 0,075$ e $F_2 = 1$	121
Figura 6.8 – Resultados da simulação 1.7, para $F_1 = 0,025$ e $F_2 = 1$	121
Figura 6.9 – Resultados da simulação 1.8, para $F_1 = 0,01$ e $F_2 = 1$	121
Figura 6.10 – Resultados da simulação 1.9, para $F_1 = 0,001$ e $F_2 = 1$	122
Figura 6.11 – Resultados da simulação 1.10, para $F_1 = 0,0001$ e $F_2 = 1$	122
Figura 6.12 – Resultados da simulação 1.11, para $F_1 = 0$ e $F_2 = 1$	122

Figura 6.13 – Operação do sistema simulado, com vazões afluentes correspondendo a 80% da MLT	124
Figura 6.14 – Operação do sistema simulado, com vazões afluentes correspondendo a 100% da MLT	124
Figura 6.15 – Operação do sistema simulado, com vazões afluentes correspondendo a 120% da MLT	124
Figura 6.16 – Alocação temporal das manutenções das unidades geradoras, com vazões afluentes correspondendo a 80% da MLT	125
Figura 6.17 – Alocação temporal das manutenções das unidades geradoras, com vazões afluentes correspondendo a 100% da MLT	126
Figura 6.18 – Alocação temporal das manutenções das unidades geradoras, com vazões afluentes correspondendo a 150% da MLT	126

Lista de Tabelas

Tabela 6.1 – Cotas e volumes mínimos e máximos dos reservatórios das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo	108
Tabela 6.2 – Produtibilidades específicas das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo	108
Tabela 6.3 – Coeficientes dos polinômios das curvas cota x volume das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo	109
Tabela 6.4 – Coeficientes dos polinômios da curva-chave dos aproveitamentos hidrelétricos da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo	110
Tabela 6.5 – Potências instaladas, em MW, de cada turbina das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo	110
Tabela 6.6 – Número de turbinas e seu engolimento máximo, em m ³ /s, nas usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo	111
Tabela 6.7 – Porcentagens de perda de carga, em relação à queda bruta nominal, no circuito hidráulico das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo	111
Tabela 6.8 – Manutenções programadas do tipo MPP3	118
Tabela 6.9 – Períodos mais cedo e mais tarde para a realização das manutenções do tipo MPP2	118
Tabela 6.10 – Valores assumidos para F1 e F2 nas simulações do Caso 1	119
Tabela 6.11 – Valores assumidos para IDOBS e para as vazões afluentes, como % da MLT, nas simulações do Caso 2	123
Tabela 6.12 – Variações do FID, de acordo com os valores assumidos para IDOBS	127

Capítulo 1

Introdução

Esta dissertação tem como objetivo geral discutir a problemática do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência elétrica, incluindo a programação da manutenção das unidades geradoras e focando, com mais detalhes, a operação do parque gerador nacional.

O objetivo geral do trabalho está desagregado em dois objetivos específicos. O primeiro deles consiste na revisão crítica da metodologia de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, de uma forma geral, e das práticas brasileiras recentes, em particular. O segundo objetivo específico envolve a formulação e aplicação de um algoritmo de otimização, a médio prazo, da operação de algumas usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN), pertencentes a uma concessionária geradora no Estado de São Paulo, satisfazendo as metas de geração impostas pelo planejamento centralizado do SIN, realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e restrições associadas ao uso múltiplo da água nos reservatórios destas usinas, com destaque para a navegação. Um dos principais resultados deste algoritmo é a programação “ótima” de manutenção das unidades geradoras das usinas envolvidas, de acordo com a função objetivo escolhida para o problema.

A dissertação foi dividida em sete capítulos. Neste capítulo introdutório, são apresentados os objetivos e o escopo do trabalho.

No capítulo dois se apresenta a finalidade do planejamento da operação de parques geradores, se define os tipos de sistemas de potência e suas principais características, e se mostra a importância da interligação destes sistemas. As peculiaridades dos sistemas hidrotérmicos de potência, objeto maior de interesse desta dissertação, são discutidas com mais detalhes a seguir, incluindo a usual separação do problema de planejamento da operação em horizontes temporais, com distintas formas de modelagem dos sistemas. Este capítulo também apresenta a evolução do planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro a partir da década de 1960, destacando, em ordem cronológica, os principais acontecimentos, metodologias e programas computacionais que foram sendo implementados ao longo do tempo.

No capítulo três se discute o problema do planejamento da operação e manutenção das unidades geradoras de sistemas hidrotérmicos de potência. Apresenta-se, neste capítulo, uma possível formulação geral do problema, os principais métodos de resolução e as abordagens alternativas que se pode adotar na busca da solução deste complexo problema. São destacados os enfoques centralizado, ou descentralizado, a usual decomposição temporal do problema e o tratamento que se pode dar às principais incertezas existentes. Descrevem-se, também, algumas experiências internacionais importantes no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência e se tecem considerações sobre critérios para se estabelecer programas de manutenção para as unidades geradoras destes sistemas.

O capítulo quatro apresenta as principais bases de dados sobre geração hidrelétrica no Brasil, com suas principais características, métodos de acesso e tipos de dados disponíveis: o Banco de Informações de Geração - BIG e os relatórios de acompanhamento de estudos e projetos de usinas hidrelétricas, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); o banco de dados sobre o potencial elétrico brasileiro, conhecido como SIPOT, da Eletrobrás; os diagramas topológicos elaborados pelo Grupo de Trabalho de Informações Básicas para o Desenvolvimento da Oferta (GTIB), do Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE); e o Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional – SINDAT. Neste capítulo também são apontadas as limitações e lacunas destes vários bancos de

dados e se destaca a importância de se criar, com urgência, um Sistema Nacional de Informações Energéticas.

No capítulo cinco se descreve as características do Sistema Interligado Nacional (SIN), que engloba o parque gerador interligado e a rede básica de transmissão, e os objetivos dos Procedimentos de Rede, que definem as regras de operação do SIN, de uma forma centralizada, pelo ONS. O capítulo também mostra o objetivo e a estratégia adotada no planejamento da operação do parque gerador interligado, abordando: os estudos estocásticos, a montagem do problema e a sua resolução, e as diferenças entre custo imediato e custo futuro. Descreve-se, de uma forma sucinta, as várias etapas do planejamento da operação da geração no País, segundo os Procedimentos de Rede, assim como alguns dos principais programas utilizados neste planejamento e as informações disponíveis na página eletrônica do ONS. O capítulo é finalizado com uma discussão sobre como a programação da manutenção tem sido tratada no SIN, destacando-se a adoção, recente, do cálculo da possível perda de energia assegurada, devido a saídas forçadas excessivas das unidades geradoras e/ou programas de manutenção inadequados para estas unidades, por parte de seus proprietários.

A possível perda de energia assegurada, por parte de um agente gerador, por causa de um programa de manutenção não-otimizado, motivou a formulação, no capítulo seis, de um problema de otimização da operação do parque gerador de um determinado agente, incluindo tal programa e sujeito ao atendimento das metas de geração impostas pelo planejamento centralizado do ONS¹ a este agente. O problema formulado também permite se atender, de uma forma ótima, restrições associadas ao uso múltiplo da água dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Várias funções-objetivo podem ser utilizadas, dependendo das finalidades a serem atingidas nas simulações. A formulação foi aplicada ao parque gerador da AES, nos rios Tietê e Pardo, onde se tem fortes restrições, em certas épocas do ano, na operação dos reservatórios, por conta da navegação existente nestes locais. Diversas simulações foram feitas com este modelo, discutindo-se os resultados alcançados.

¹ O planejamento centralizado da operação do parque gerador interligado no País possibilita alguns graus de liberdade para uma espécie de “otimização secundária” da operação de cada unidade geradora de um determinado

Finalmente, o capítulo sete traz as conclusões e recomendações da dissertação. Nele, indicam-se possíveis estudos futuros que podem ser desenvolvidos como desdobramentos deste trabalho.

agente, sobretudo quando este agente possui inúmeras restrições relacionadas a usos múltiplos da água para satisfazer, como é o caso analisado no capítulo seis.

Capítulo 2

Planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência: conceitos e histórico deste planejamento no Brasil

2.1 A operação de sistemas de potência termelétricos, hidrelétricos e hidrotérmicos

O planejamento da operação de um sistema elétrico tem como objetivo “*determinar uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento. Inclui-se nestes custos os gastos com combustíveis das usinas termoeletricas, eventuais compras de sistemas vizinhos e os custos de não atendimento à carga*” (Fortunato *et. al.*, 1990).

As principais fontes de geração de energia elétrica são usinas térmicas ou hidráulicas; há, ainda, algumas outras fontes, como geradores eólicos ou fotovoltaicos, cuja participação, na maior parte dos parques geradores, ainda é relativamente pequena. Os sistemas de potência podem ser classificados como termelétricos, hidrelétricos e hidrotérmicos, dependendo do parque gerador considerado, contemplar só usinas térmicas, somente hidráulicas, ou ambas, respectivamente.

Um sistema termelétrico existe em alguns países, regiões ou subsistemas onde as condições topográficas, geológicas e hidrológicas dificultam ou impedem a geração hidráulica. O problema de planejamento de geração, usualmente, é solucionado com a ordenação das usinas térmicas em relação aos seus custos marginais de operação e o atendimento à carga se dá com a unidade

disponível de menor custo incremental. O problema se torna mais complexo com a consideração de restrições como: custo de entrada de operação das usinas, limite nas taxas de tomada de carga dos geradores, limitação de transmissão e restrições ambientais (Fortunato *et. al.*, 1990).

A interligação entre sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia e um aumento da confiabilidade de fornecimento através da repartição das reservas (Cepel, 2003).

A operação de sistemas termelétricos tem como características básicas: o desacoplamento no tempo, uma decisão tomada no presente não afeta o custo de operação do próximo estágio; as unidades têm custo direto de operação, o custo de operação de uma unidade não depende do nível de geração de outras unidades e a operação de uma unidade geradora não afeta a capacidade ou disponibilidade de outra unidade e a confiabilidade do fornecimento de energia depende somente da capacidade total de geração disponível e não da estratégia de operação das unidades do sistema (Cepel, 2003).

A operação de sistemas exclusivamente térmicos interligados com sistemas vizinhos proporciona uma natural coordenação para troca de energia entre subsistemas. Caso um subsistema possua um custo de operação mais elevado que um vizinho é intuitivo que o mais econômico seria a transferência de energia do sistema de custo de operação mais barato para o sistema de custo de operação mais elevado. Os intercâmbios de energia entre sistemas térmicos resultam na otimização global dos custos de operação do sistema interligado. Ou seja, os resultados da operação de sistemas independentes sujeitos a intercâmbio, com base nos custos das térmicas marginais são os mesmos, caso os subsistemas fossem operados de maneira conjunta, como um único sistema. Esta coordenação entre subsistemas térmicos se faz unicamente através dos custos. Isto facilita os contratos de intercâmbio, pois não há necessidade de se compartilhar informações como: tipo e disponibilidade dos equipamentos, demanda, dentre outras informações (Cepel, 2003).

Um sistema hidrelétrico é caracterizado quando a geração elétrica é exclusivamente hidráulica. Os efeitos das possíveis estiagens são minimizados com a possibilidade de compra de energia dos sistemas vizinhos. O problema da operação em sistemas exclusivamente hidráulicos pode ser relacionado ao pagamento de “royalties” pela utilização da água e a custos de penalização pelo não atendimento à demanda, mas, em geral, os múltiplos objetivos da operação levam em consideração a minimização do vertimento, maximização do armazenamento no final do horizonte, entre outros (Fortunato *et. al.*, 1990).

A decisão é dificultada pela aleatoriedade das vazões fluviais, limitação da capacidade dos reservatórios, a não linearidade das funções de geração, acoplamento hidráulico das usinas e o tempo de deslocamento das ondas de água dos reservatórios em cascata. Trata-se, então, de um problema hidráulico, estocástico e não linear, de grande porte. As regras operativas são usualmente baseadas em métodos heurísticos ou na otimização matemática (Fortunato *et. al.*, 1990) e (Lyra Filho, 1984).

Um sistema hidrotérmico é caracterizado quando a geração elétrica se dá de forma hidráulica e térmica dentro do sistema de potência, caso este que ocorre na maioria dos países, inclusive no Brasil. As dificuldades explicitadas anteriormente sobre os sistemas de geração puramente hidrelétricos podem ser incorporadas para o caso hidrotérmico. Os benefícios associados à produção hidráulica passam a ser medidos em termos da economia de combustível das usinas térmicas (Fortunato *et. al.*, 1990).

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem como características:

- *O acoplamento no tempo:* É necessário se avaliar as conseqüências futuras de uma decisão presente. A solução ótima está vinculada com o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento;
- *A incerteza das vazões e da demanda:* A incerteza quanto à previsão das vazões e à demanda de energia faz com que este problema seja essencialmente estocástico;

- *O acoplamento no espaço:* Há interdependência na operação de usinas hidrelétricas, pois a quantidade de água liberada em uma usina afeta a operação de outra situada à jusante;
- *O valor da energia gerada por uma usina hidrelétrica não pode ser medido diretamente como uma função apenas do estado da usina, mas somente em termos da economia resultante nos custos de geração térmica ou déficits evitados;* e
- *Os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são antagônicos.*

No caso de sistemas hidrotérmicos interligados é necessário, inicialmente, determinar o valor da geração hidrelétrica. O valor da energia hidrelétrica pode ser interpretado como o valor da energia térmica que poderia substituí-la hoje ou no futuro. O valor de geração hidráulica não deve ser medido de maneira isolada em cada usina, pois depende da operação conjunta do sistema. Para se obter os ganhos operativos em um sistema hidrotérmico interligado, é necessário operar o sistema de maneira integrada, com a otimização conjunta de todos os subsistemas e o objetivo de minimizar o custo total de operação.

2.2 As dimensões espacial e temporal do problema e a necessidade de se desacoplar e coordenar as estratégias de solução

A complexidade do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos passa, entre outros aspectos do problema, pela ligação entre a decisão de operação em determinado estágio e as conseqüências futuras desta decisão. A operação de um sistema hidrotérmico abrange desde a supervisão e o controle em tempo real da produção e do transporte da energia, até aspectos como as incertezas de vazões futuras e a otimização do uso dos reservatórios. O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser decomposto em uma cadeia de três horizontes, chamados de longo, médio e curto prazos. Cada horizonte de planejamento requer diferentes tipos de análises, possuindo, também, diferentes formulações para o problema. No Brasil, adota-se esta divisão do planejamento da operação em diferentes horizontes, coordenados entre si.

Em um sistema hidrotérmico como o brasileiro, onde a maior parte da energia gerada provém de fonte hidráulica, o posicionamento das usinas tem grande influência no planejamento da operação. A localização das usinas influencia tanto na regularização dos rios, quanto nas restrições de transmissão.

Estas peculiaridades temporais e espaciais, em conjunto com as particularidades expostas anteriormente, fazem com que sejam inúmeras as possibilidades de formulação do problema, juntamente com várias estratégias de solução possíveis. O capítulo três trata destes assuntos, com detalhes.

2.3 Evolução do planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro

2.3.1 Até a década de 1960

No Brasil, o primeiro uso da energia elétrica era praticamente exclusivo para a iluminação, e sua geração era constituída por um único gerador, cuja energia fornecida era somente a solicitada; caso houvesse uma demanda maior do que a capacidade de geração, o consumo era reprimido. Praticamente inexistia o problema de planejamento da operação.

Com a evolução tecnológica das indústrias, as máquinas a vapor foram trocadas por máquinas elétricas e a importância da qualidade, do custo e da segurança do suprimento de energia tornou-se cada vez mais importante. Assim, o planejamento da operação assumiu grande importância e sua complexidade foi se tornando progressivamente crescente (Lyra Filho, 1984).

A indústria de eletricidade, como atividade organizada, passou a existir ainda no século XIX, mediante concessões outorgadas, especialmente ao capital privado. Os principais usos da energia eram para o serviço de tração (bondes) e iluminação.

Até meados do século passado, a indústria de eletricidade brasileira teve como uma das principais características a ploriferação de sistemas isolados e a concentração em usinas de maior

porte próximos aos grandes centros. A tecnologia de transmissão da época não permitia o transporte de energia a longas distâncias, nem a implantação de uma rede de distribuição que abrangesse grandes áreas.

A interligação dos sistemas elétricos, até a década de 1950, ocorreu por iniciativa de duas empresas estrangeiras: a Brazilian Traction Light and Power Company, de capital canadense, que atuou principalmente nas principais capitais do país, Rio de Janeiro e São Paulo; e a American & Foreign Power Company, norte americana, que atuou no interior de São Paulo e em várias capitais, do nordeste ao sul do País. Essas empresas eram mais conhecidas como Light e Amforp, respectivamente (Cabral e Cachapuz, 2000).

As interligações entre empresas no País remontam à década de 1920, onde tinham como principal objetivo a transferência de energia em épocas de crise, o que não implicou em uma operação coordenada das usinas; cada companhia mantinha o critério que melhor lhe conviesse (Cabral e Cachapuz, 2000).

A Amforp mostrou pioneirismo em seus investimentos no interior paulista, promovendo a interligação dos principais municípios do interior, tais como Campinas, Araraquara, Ribeirão Preto e São José do Rio Preto. Pela primeira vez no Brasil, criou-se um sistema interligado, que tinha como característica um despacho centralizado, maximizando o aproveitamento total da energia disponível (Cabral e Cachapuz, 2000).

Até à criação do Código de Águas, em julho de 1934, a operação e expansão do sistema elétrico nacional era organizada por empresas privadas, sob a forma de sistemas isolados independentes, atendendo preferencialmente aos centros urbanos (ONS, 2003a).

O Código de Águas tinha como objetivo a fiscalização técnica, financeira e contábil das empresas, visando assegurar um serviço adequado, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade das concessionárias. O governo tinha a competência de determinar as interconexões entre as empresas de energia elétrica.

A controvérsia em torno de sua constitucionalidade, a resistência das concessionárias, privadas e estrangeiras, e as dificuldades da administração federal em aparelhar-se adequadamente para exercer a fiscalização das atividades de energia elétrica, manteve suspensa a aplicação do Código de Águas até 1938 (ONS, 2003a).

A escassez no abastecimento de energia elétrica levou o governo federal a suspender as exigências legais que impediam a expansão e interligação dos sistemas elétricos e criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Cnaee) encarregado de tratar da regulamentação e do desenvolvimento do setor. Apesar das providências, o governo foi obrigado a adotar medidas de racionamento em 1942 e a ensaiar um planejamento efetivo, incluindo o Plano Nacional de Eletrificação, através de uma comissão formada por representantes do Cnaee e técnicos do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que apenas estabeleceu diretrizes gerais para a estruturação de um plano propriamente dito (ONS, 2003a).

No período pós-guerra, as atividades da indústria de energia elétrica brasileira passaram a contar com a presença efetiva de companhias controladas pela União e pelos governos estaduais. Em um momento em que a oferta de energia mostrava-se incapaz de atender à crescente demanda, a intervenção do estado modificou o perfil do setor (Cabral e Cachapuz, 2000).

A interligação do sistema Centro-Sul, como era designada a Região Sudeste, se deu de uma forma gradativa, com uma substancial participação do capital privado e a criação de empresas estatais, com seus respectivos investimentos regionais, no período pós-guerra, destacando-se, dentre elas, a Eletrobrás, Chesf e Cemig (ONS, 2003a).

No restante do País o desenvolvimento dos sistemas elétricos se deu de forma diferenciada. No sul do País, os estados operavam sem nenhuma interligação, embora o norte do Paraná já estivesse interconectado com São Paulo. No nordeste a energia elétrica alcançava todas as capitais, devido ao extenso sistema de transmissão da Chesf. Ainda não havia problemas quanto à operação de reservatórios, pois o Rio São Francisco possuía afluências que excediam a

capacidade de turbinamento das usinas, que operavam à fio d'água. Na região Norte, a termelétrica era predominante, apesar do vasto potencial hidráulico. Não houve promoção da interligação, naquela região, devido às pequenas dimensões dos sistemas isolados (Cabral e Cachapuz, 2000).

Em 1963, o início da operação de Furnas, no centro de carga do sistema, foi um passo fundamental para a constituição do Sistema Centro-Sul (ONS, 2003a).

Em 1965, constituíam-se, no País, três sistemas interligados: o primeiro teria por limites os estados do Espírito Santo e Minas Gerais ao norte, e Santa Catarina ao sul; o segundo era delimitado da Paraíba e sul do Ceará ao sul da Bahia; e o terceiro era constituído pelo sistema hidrotérmico do Rio Grande do Sul (ONS, 2003a).

No sistema interligado Centro-Sul, inicialmente, a operação do parque gerador não ocasionou maiores problemas, mas, com a inserção de outros estados, como o de Goiás, e usinas de grande porte, surgiu a necessidade de uma coordenação operacional mais efetiva entre as empresas do sistema. Com a intervenção da Eletrobrás, foi criado, em 1968, o Comitê Coordenador para Operação Interligada (CCOI), que funcionou informalmente, com reuniões periódicas de seus chefes de operação. As empresas participantes eram: Furnas Centrais Elétricas (Furnas), Light, Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp), Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE). Com a sua formalização, através da Portaria nº 56, de 1969, o CCOI coordenaria a operação do sistema através de reuniões, onde as concessionárias efetuariam a operação, supervisionadas pelo Dnaee, sendo orientadas, tecnicamente, pela Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás). Neste mesmo ano, as nove maiores geradoras do sistema interligado, Furnas, Centrais Elétricas de Goiás (Celg), Cemig, Cesp, CBEE, CPFL, Light, Companhia Paranaense de Energia (Copel) e Centrais Elétricas Fluminenses (Celf), assinaram o Acordo de Operação Interligada, com a finalidade de *“promover condições mais favoráveis de confiabilidade e economicidade nas instalações de suprimento de energia das partes, através da coordenação dos programas de operação de suas instalações de produção e transmissão, bem como de obras e*

melhoramentos de transmissão e interligação, necessários ao bom funcionamento do conjunto interligado” (ONS, 2003a).

O Acordo de Operação Interligada também ditava as normas básicas de funcionamento do CCOI, ao qual caberia:

- *“Estabelecer e atualizar os princípios e processos de coordenação das atividades de interesse da interligação, como os recursos de geração térmica e hidrelétrica;*
- *Estabelecer a capacidade mínima de reserva instalada e girante, a ser mantida pelas partes em instalações próprias ou mediante contrato;*
- *Os programas de manutenção de usinas e instalações de interligação; e*
- *As medidas de emergência e os sistemas de comunicação”.*

O acordo previa a formação de sub comitês para o estudo de assuntos especiais, tais como: operação, estudos elétricos e comunicação.

A partir da criação do CCOI, as principais empresas iniciaram estudos conjuntos sobre a operação coordenada dos reservatórios, visando a otimização dos recursos energéticos.

Com a interveniência do CCOI foram firmados os primeiros acordos operacionais para armazenamento de energia em forma de água. Uma empresa recebia energia de outra, que detinha sobras temporais não armazenáveis em seu reservatório, para posterior devolução (ONS, 2003a).

Os estudos de planejamento da operação do CCOI adotavam um critério determinístico, tanto para as vazões afluentes ao reservatório, quanto na expansão do sistema. Esse critério considerava as térmicas com suas capacidades máximas de produção de energia. Já as hidrelétricas contribuíam com sua energia firme, cujo período crítico era de 1952 a 1956. O planejamento da operação visava igualar o mercado de energia com a energia firme das hidrelétricas, sem considerar o caráter probabilístico das vazões, em vista do estágio inicial dos modelos estocásticos de afluências na literatura técnica internacional (ONS, 2003a).

A metodologia da Curva-Limite foi utilizada para se definir a parcela da geração de origem térmica. Para tanto, esta metodologia utiliza uma agregação conhecida como “representação a sistema equivalente”. Essa representação reúne o conjunto de usinas hidrelétricas em uma só usina, com reservatório energeticamente equivalente à capacidade de armazenamento do conjunto. A Curva-Limite define o nível mínimo de armazenamento necessário para atendimento da carga no fim do horizonte de planejamento. Se o nível do reservatório estiver acima da Curva-Limite, as térmicas operam em seus valores mínimos de geração, caso contrário em seus valores máximos (ONS, 2003a).

O CCOI foi oficializado em 1970 com uma participação intensa das empresas do setor nas tomadas de decisão da operação (ONS, 2003a).

2.3.2 As décadas de 1970 e 1980

Até 1973, o CCOI operou os sistemas interligados Sudeste, Sul, Nordeste e Norte, no País, otimizando a operação dos seus reservatórios, intervindo em discordâncias entre as empresas geradoras e interligando particularmente o sistema Sul ao sistema Sudeste e o sistema Nordeste ao sistema Norte (ONS, 2003a).

Em 1973 foi criado o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), através de um desdobramento do Tratado Hidrelétrico de Itaipu, firmado, em abril de 1973, pelos governos de Brasil e Paraguai. As peculiaridades de Itaipu e seus reflexos na operação dos sistemas interligados Sudeste e Sul e os conflitos entre as concessionárias no âmbito da operação fizeram com que houvesse a substituição dos CCOIs pelos GCOIs nas diversas regiões do País (ONS, 2003a).

Ao longo de 12 anos, os GCOIs promoveram (ONS, 2003a):

- A implantação de regras para controle das cheias nas principais bacias hidrográficas;
- A coordenação da operação de enchimento do reservatório de Itaipu;
- Garantia de atendimento de emergência em situação de crise;

- A coordenação das vazões dos rios, como o São Francisco;
- O aumento progressivo da geração térmica a carvão;
- A transferência de grandes blocos de energia do sudeste; e
- Uma contribuição para o desenvolvimento do Projeto do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação (Sinsc), que tinha como objetivo estender ao curto prazo as atividades da operação interligada.

A Eletrobrás organizava e dirigia, em cada região, um GCOI, que contava com a participação das concessionárias que integravam os CCOIs, além do Dnaee, este na função de observador. Em caso de divergência, as concessionárias podiam recorrer ao Dnaee, órgão regulador do setor elétrico brasileiro na época, mas sem o direito de suspender os trabalhos (ONS, 2003a).

O GCOI-Sudeste e o GCOI-Sul ficaram encarregados da coordenação da operação dos sistemas interligados das respectivas regiões, compostos por suas concessionárias, sendo que o Sistema Interligado Sudeste seria composto pelos sistemas das regiões Sudeste e Centro-Oeste (Cabral e Cachapuz, 2000).

Foram criados um Conselho Deliberativo e um Comitê Executivo. O primeiro era um organismo integrado pelos presidentes das empresas participantes, sendo presidido pelo presidente em exercício da Eletrobrás. O outro era o responsável pela estrutura funcional dos GCOIs, sendo presidido pelo diretor de operações da Eletrobrás e pelos diretores das empresas pertencentes ao GCOI. Membros do Dnaee também eram integrantes, na condição de observadores (ONS, 2003a).

O decreto nº 73.102, de 1973, regulamentou as atividades dos Comitês Executivos e indicou os critérios, normas e metodologias a serem seguidas para os serviços de geração, transmissão e distribuição. Os princípios operativos abrangiam (ONS, 2003a):

- Produção das centrais geradoras;
- Capacidade mínima de reserva girante e instalada a ser mantida pelas concessionárias;

- Programas de manutenção da geração e transmissão;
- Medidas de emergência;
- Sistemas de comunicação e proteção necessários à operação dos sistemas interligados; e
- Coleta e processamento de dados estatísticos relativos a produção por todas as centrais dos sistemas interligados.

Quanto ao planejamento da operação, o decreto nº 73.102 previu dois estudos: o Plano de Operação, para cada ano civil subsequente, e o Programa de Operação, para cada mês. O primeiro deveria definir os valores contratuais de suprimento de energia e potência para o ano seguinte, com base nos recursos de oferta estimados e os requisitos de cada empresa. Eventuais superávits de Furnas e Eletrosul deveriam ser repassados às empresas deficitárias (ONS, 2003a).

Para o efetivo funcionamento do Plano e do Programa de Operação havia a necessidade de desenvolvimento e emprego de ferramentas computacionais aplicadas à análise da operação de sistemas hidrotérmicos, como modelos de otimização, simulação e previsão. Havia, no entanto, a carência, mesmo em estudos internacionais, de programas diretamente aplicáveis a sistemas com características semelhantes ao brasileiro (GCOI, 1999).

A experiência adquirida com o desenvolvimento e a aplicação, por Furnas, de modelos de otimização hidrotérmica, baseadas em custos marginais (ODIN), de simulação hidrelétrica individualizada (CLIO) e de previsão de vazões para o reservatório de Furnas, apoiado em regressões lineares, foi de grande valia naquele momento (GCOI, 1999).

A recessão do início da década de 1980 agravou os conflitos institucionais entre as empresas estaduais e federais, dificultando a operação coordenada. Algumas decisões do GCOI-Sudeste foram tomadas à revelia de outras empresas, com base no poder da Eletrobrás (ONS, 2003a).

O forte sentido autoritário contido na criação das novas instituições, GCOIs, teve como justificativa as limitações do processo decisório nos CCOIs e nas deficiências em relação à

distribuição das vantagens e do ônus da energia proveniente das fontes térmicas e hidráulicas (Cabral e Cachapuz, 2000).

O decreto que regulamentou o GCOI também criou a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Esta, administrada pela Eletrobrás, funcionaria como uma conta de compensação, onde as reservas financeiras provinham de contribuições das concessionárias participantes do GCOI e eram *“destinadas ao reembolso integral das despesas de cada empresa com a aquisição de carvão e de derivados de petróleo utilizados na geração térmica”* (Cabral e Cachapuz, 2000).

O rateio dos custos dos combustíveis fez com que a programação da geração térmica passasse a atender às necessidades do sistema e não às de suas proprietárias.

Uma das providências implantadas pelo GCOI foi a substituição da geração térmica pela geração hidráulica disponível. Os sistemas passaram a utilizar as termelétricas apenas em situações de extrema necessidade, ou para atender aos requisitos de ponta ou confiabilidade elétrica. A exploração dos recursos hidráulicos também foi adequada ao interesse global dos sistemas interligados. Ainda, foram implementados mecanismos que permitiam maximizar as transferências de energia entre reservatórios, com o objetivo de minimizar vertimentos e a geração térmica (Cabral e Cachapuz, 2000).

Para prever a geração térmica, tanto para os programas de geração, quanto para a constituição da CCC, implementou-se, novamente, o método da Curva-Limite. O programa MSE, baseado na representação do sistema energeticamente equivalente dos armazenamentos dos reservatórios e das energias afluentes e nas hipóteses de repetição das piores seqüências de vazões afluentes do histórico foi utilizado durante o período de 1974 a 1979. As energias firmes das usinas hidrelétricas eram calculadas a partir de um modelo de simulação individualizada das usinas, SIMUS, proveniente de Furnas (GCOI, 1999).

A crescente expansão aumentou a complexidade dos sistemas, no período de 1974 a 1984, exigindo o desenvolvimento e a implementação de novas metodologias e novos critérios para

otimizar a operação. Em 1976, a Eletrobrás iniciou estudos para a implementação do Sistema Nacional da Supervisão e Coordenação do Sistema Interligado (Sinc), com o objetivo de viabilizar a coordenação da operação de curto e médio prazos do Sistema Interligado (ONS, 2003a).

O cálculo das gerações hidrelétricas teve como primeiras ferramentas computacionais os programas TABGERA e INTEGRA, que ainda não efetuavam o balanço hídrico dos reservatórios. Para a elaboração dos planos de operação foi desenvolvido o programa SUSI, a partir do modelo CLIO, que proporcionou diversas facilidades na simulação de casos para diferentes hipóteses de prioridades de operação, restrições, etc (GCOI, 1999).

Os cenários hidrológicos usados no planejamento de longo prazo contemplavam o histórico disponível de vazões médias mensais no local dos aproveitamentos. O plano mensal de operação utilizou, inicialmente, as médias de longo termo (MLT). Mais tarde, desenvolveu-se um sistema de “previsão mensal multivariada”, obtida a partir de postos nos locais dos aproveitamentos, cujas previsões eram geradas através de regressões lineares (GCOI, 1999).

O encarecimento do petróleo e a crescente complexidade do parque gerador brasileiro passaram a requerer um modelo alternativo para a determinação da complementação térmica, que permitisse planejar a operação levando em conta os custos operativos das térmicas de uma forma mais adequada (ONS, 2003a).

Em 1976, pesquisadores do Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (Cepel) desenvolveram um modelo de planejamento da operação do parque gerador utilizando programação dinâmica estocástica, através do qual, a partir da minimização dos custos de operação ao longo do horizonte de planejamento e da probabilidade do comportamento das afluições, define-se, a cada mês, a fração ótima de utilização dos recursos hidráulicos e térmicos na operação do sistema.

Em 1977, o GCOI, através de seu Subcomitê de Estudos Energéticos (Scen), em função de eventos de cheias no sistema hidroelétrico, introduziu nas restrições de seus modelos, o conceito

de operação hidráulica dos reservatórios para controle de cheias e proteção de áreas a jusante (GCOI, 1999).

No final da década de 1970, *“os estudos de planejamento da operação eram executados por modelos de simulação fundamentados em critérios heurísticos e modelos de previsão resultantes da aplicação de técnicas estatísticas, sem um maior aprofundamento na estrutura das séries temporais”* (GCOI, 1999).

Na década de 1980, devido à forte crise econômico-financeira que atingiu o setor de energia elétrica, foram adicionados ao sistema, entre 1985 e 1991, apenas 1.100MW, incluindo a usina nuclear Angra I, com 675MW de capacidade, que começou a operar em janeiro de 1985. A crise provocou o atraso de várias obras importantes (ONS, 2003a; Cabral e Cachapuz, 2000).

Além dos problemas na geração, a transmissão também sofreu influência da crise, o que provocou inúmeras perturbações de grande porte nos sistemas interligados, inclusive com interrupções, como em abril de 1984, no Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo (Cabral e Cachapuz, 2000).

Frente a este quadro, o GCOI implantou uma série de esquemas de emergência, que abrangeram toda a malha principal de transmissão. Providências para a implantação do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação (Sinsc), foram aceleradas, visando a coordenação da operação em tempo real dos sistemas elétricos brasileiros (Cabral e Cachapuz, 2000).

A particularidade dos anos 1980 foi o aumento do grau de sofisticação dos modelos matemáticos em uso nos estudos do planejamento da operação dos sistemas interligados (GCOI, 1999).

Novas técnicas de otimização e simulação, assim como novas teorias de séries temporais propiciaram aperfeiçoamento na precisão e na qualidade dos resultados. As análises,

desenvolvimentos e validações da fase anterior tiveram grande valia, mas a implantação somente se deu neste período.

O programa DINAM, desenvolvido pelo Cepel e pela Eletrobrás, com a finalidade de definir as estratégias ótimas de operação hidrotérmica, utilizava a técnica de programação dinâmica estocástica. A simulação anterior, executada pelo SIMULA, e a nova se diferenciavam pela metodologia adotada. Enquanto o SIMULA usava a metodologia da Curva Limite Inferior, o DINAM utilizava a técnica de programação dinâmica estocástica e possibilitava uma decisão ótima de geração térmica (GCOI, 1999).

Os programas DINAM e SIMULA foram concebidos para um sistema equivalente. Entretanto, com o passar do tempo, os subsistemas sul e sudeste foram ficando cada vez mais integrados e a necessidade de se otimizar a operação do sistema sul/sudeste tornou-se necessária. O programa BALTRC, desenvolvido pela Eletrobrás, foi uma primeira abordagem. Ele efetuava o balanço energético dos subsistemas por meio de trocas de energia considerando critérios operativos de lógica econômica, tais como: vertimentos de um subsistema substituindo geração térmica ou geração hidráulica de deplecionamento de outro subsistema, geração térmica mais barata de um subsistema substituindo geração térmica mais cara de outro subsistema, etc (GCOI, 1999).

O programa BALTRC foi posteriormente substituído pelo programa BACUS, também criado pela Eletrobrás, onde o critério do balanço energético entre os subsistemas passou a ser o custo marginal, ou seja, o intercâmbio entre regiões era definido de forma a tentar igualar os valores da água dos subsistemas ao final de cada mês (intervalo de decisão).

Os programas BACUS e DINAM passaram a ser usados conjuntamente para se calcular as estratégias ótimas de operação do sistema hidrotérmico de cada subsistema e otimizar a troca de energia entre os subsistemas (GCOI, 1999).

A técnica de simulação probabilística, com base na geração de séries sintéticas de afluições a partir de um modelo estocástico auto-regressivo mensal de ordem um, descrito sucintamente no capítulo cinco, embutido no algoritmo do programa DINAM, passou a ser utilizada intensivamente. A partir de 1986 houve uma substituição do modelo de geração de séries sintéticas pelo programa DESAG, *“baseado na desagregação mensal dos valores auto-regressivos anuais de ordem um das afluições e cuja principal virtude era a capacidade de representar, de uma forma mais verossímil que o modelo auto-regressivo mensal, a ocorrência de seqüências críticas com características semelhantes às do histórico.”* (GCOI, 1999).

Também em 1986, iniciou-se a utilização do simulador a usinas individualizadas OPUS, cujo processo de escolha de onde e quanto gerar dependia de critérios heurísticos. O programa OPUS, primeiro simulador individualizado desenvolvido para aplicação específica na operação de sistemas, passou a representar de uma forma mais adequada as restrições e características do sistema hidrelétrico brasileiro. Posteriormente o programa OPUS foi substituído pelo SUISHI-O, de mesmas características (GCOI, 1999).

O programa de previsão de vazões médias mensais (PREVAZ) foi implantado para a elaboração dos Programas Mensais de Operação.

O Cepel desenvolveu o programa CONFIB para calcular diversos índices, fazendo a convolução de variáveis que apresentam comportamento probabilístico, tais como: a disponibilidade de potência, que considera variações da altura de queda em virtude da operação dos reservatórios, as saídas forçadas, representadas por distribuições com parâmetros estatísticos (TEIF), e a carga horária. Não há, no entanto, no CONFIB, representação de eventuais falhas do sistema de transmissão (GCOI, 1999).

O CONFIB também foi utilizado na contratação da demanda, conforme proposto pelo GCOI e pelo Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema (GCPS). Para facilitar esta aplicação, implementou-se um algoritmo de rateio de intercâmbios entre empresas de forma a

igualar os respectivos índices de probabilidade de perda de carga (LOLP), originando, assim, o programa CONFIBR (GCOI, 1999).

O programa CONFIBI foi implementado com o objetivo de efetuar os cálculos dos índices de confiabilidade de atendimento à carga, considerando a interligação entre os subsistemas Sudeste e Norte/Nordeste (GCOI, 1999).

O sistema CONFGER é constituído pelos programas CONFIB, CONFIBI e CONFIBR e suas respectivas atualizações.

O emprego de técnicas probabilísticas de simulação iniciou-se com o Método das Trajetórias Críticas, implantado através do programa MTC, desenvolvido pelo Cepel e adotado para os estudos anuais de planejamento. O programa MTC determinava as trajetórias críticas (risco pré-fixado) para cada reservatório e seus níveis de armazenamento para controle de cheias (volumes de espera), considerando as séries sintéticas diárias de vazões geradas pelo programa DIANA. O MTC permite a obtenção da sazonalização dos volumes dos reservatórios, estabelecendo estratégias de operação (GCOI, 1999).

A elaboração dos pré-despachos permaneceu sob a responsabilidade das empresas controladoras de área. Ao GCOI cabia, através do SCEN, a execução das programações diárias encaminhadas por elas. Para isso, foi criado o programa PDP, com a finalidade de fazer a consistências dos referidos programas diários de produção, no que se refere às gerações das usinas e intercâmbios das áreas (GCOI, 1999).

Em 1987, a programação diária passou a contar com um sistema de monitoramento em tempo real, conhecido como Sistema Interligado de Supervisão Automática (Sisa). Esse sistema provisório permitiu ao GCOI a obtenção de dados operativos do sistema interligado Sul/Sudeste em tempo real, antes da entrada em funcionamento dos centros de controle previstos no projeto Sinsc (ONS, 2003a).

A Eletrobrás e as dez maiores empresas dos sistemas interligados firmaram um convênio, onde a primeira seria responsável pela construção do Centro Nacional de Operação dos Sistemas (CNOS) em Brasília, enquanto as outras empresas se empenhariam em adequar e modernizar seus respectivos centros de operação (Cabral e Cachapuz, 2000).

Instituído em 1979, este projeto de gerenciamento da operação somente foi inaugurado em 1989, devido a uma série de dificuldades de ordem institucional, econômica e gerencial. O CNOS dispõe de recursos computacionais e de telecomunicações para a supervisão automática das principais instalações do sistema elétrico. A atuação do CNOS, cujas diretrizes eram ditadas pelo GCOI, tem proporcionado melhores condições operativas, como a redução do risco de déficit de energia e de blecautes, melhor qualidade de tensão e frequência e redução dos danos causados pelas enchentes através do controle de cheias (Cabral e Cachapuz, 2000).

2.3.3 A década de 1990, até o início do funcionamento do ONS

Para se compreender bem o que ocorreu com o planejamento da operação do parque gerador nacional na década de 1990, deve-se analisar, também, as principais mudanças institucionais ocorridas no setor elétrico nacional neste período.

A instabilidade econômica do início da década de 1990 atingiu as empresas estatais de energia; a maioria das suas obras teve seu ritmo de construção desacelerado e algumas delas tiveram uma paralisação total (ONS, 2003a).

O conjunto de reformas monetária, fiscal e administrativa, bem como a intenção de se promover uma ampla reestruturação do setor produtivo estatal, com a privatização de empresas públicas federais e estaduais não se realizou na velocidade e na profundidade pretendidas, gerando um processo de inadimplência entre geradoras e distribuidoras, que causou uma desarticulação do setor (ONS, 2003a).

Após o *impeachment* do presidente Collor a condução da política econômica sofreu uma indefinição inicial, mas, em maio de 1993, foram divulgadas as linhas básicas de um plano de estabilização econômica conhecido como “Plano Real”.

Boa parte da década de 1990 foi marcada pela instabilidade econômica, devido à expressa ameaça de retração da oferta de capital externo. As crises mexicana e russa afetaram negativamente a economia brasileira.

A desaceleração do crescimento econômico nacional, após o Plano Real, em 1994, não foi acompanhada pelo consumo de energia elétrica. A expansão do mercado de energia elétrica a taxas superiores às projetadas foi motivo de preocupação para os órgãos de planejamento da expansão e da operação, pois os investimentos na expansão da transmissão e geração continuaram insuficientes para acompanhar o crescimento da demanda (ONS, 2003a).

O governo, com o intuito de reorganizar o setor, promoveu uma reforma da legislação tarifária em março de 1993. A Lei nº 8.631 “*promoveu a individualização das tarifas de energia elétrica por concessionária, suprimindo a remuneração garantida e a chamada equalização tarifária*” (Cabral e Cachapuz, 2000).

Ainda em 1993, o governo estimulou a entrada de capital privado no setor de energia elétrica. Autorizou a formação de consórcios de autoprodutores, concessionários ou permissionários que geram energia para seu consumo exclusivo e promoveu a abertura da rede de transmissão federal mediante a criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel) (Cabral e Cachapuz, 2000).

As técnicas de Decomposição de Benders e Programação Dinâmica Dual passaram a ser mais amplamente utilizadas no cálculo das estratégias de operação hidrotérmica, pois, segundo seus proponentes para o caso brasileiro, permitem a representação das interligações dos subsistemas sem a restrição computacional decorrente do aumento da dimensionalidade (GCOI, 1999). Conforme discutido no capítulo três, esta afirmação tem sido contestada, ou seja, a

aplicação conjunta da Decomposição de Benders com a Programação Dinâmica Dual, como tem sido feito no setor elétrico brasileiro, não dá os mesmos resultados da aplicação da tradicional Programação Dinâmica Estocástica, com seus problemas de dimensionalidade.

O Programa SUSI visa maximizar a energia armazenada do sistema e minimizar os vertimentos, utilizando regras heurísticas, sem garantir a otimização e unicidade das soluções (GCOI, 1999).

O conjunto de programas CONFGER, que calcula índices de confiabilidade, foi aperfeiçoado, dando origem ao sistema CONFINT; sua aplicação foi iniciada em 1994.

Em 1995, a concessão de serviços públicos, de uma forma geral, ficou condicionada à sua licitação. Regras específicas para as concessões dos serviços de eletricidade foram fixadas no mesmo ano, proporcionando a criação da figura do produtor independente de energia, a liberação dos grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (Cabral e Cachapuz, 2000).

O governo encomendou estudos a empresas de consultoria com experiência internacional, concluídos em 1997, sobre a melhor maneira de se reestruturar o setor de energia elétrica no País. As recomendações destes estudos sugeriam ações voltadas à reformulação e à privatização do setor (Cabral e Cachapuz, 2000).

O modelo NEWAVE, desenvolvido pelo Cepel sob um contrato da Eletrobrás em 1993, passou a ser utilizado nos estudos de planejamento em 1997, já incorporando a futura interligação Norte/Nordeste. O NEWAVE foi empregado no cálculo da oferta de energia dos subsistemas para definição dos chamados contratos iniciais e dos montantes de energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos². O modelo emprega as técnicas de Decomposição de Benders e Programação Dinâmica Dual (GCOI, 1999).

² Os contratos iniciais e a energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos estão associados ao novo modelo do setor elétrico que estava sendo implementado na segunda metade da década de noventa, durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

O modelo DECOMP utiliza as funções de custo futuro calculadas pelo programa NEWAVE, considerando o parque hidrotérmico e os subsistemas componentes, e permite uma programação mensal/semanal para cada usina, pelo ONS (GCOI, 1999).

Os modelos NEWAVE e DECOMP são objeto de análise no Capítulo cinco desta dissertação.

Na programação da operação foi utilizado o PDP, até a que os programas DESSEM e PREDESP, também analisados no Capítulo cinco, fossem desenvolvidos.

Quanto às previsões de vazões, o Cepel desenvolveu um sistema de previsão denominado PREVIVAZ, para elaborar previsões semanais a partir de dados históricos semanais, ao invés da desagregação de valores mensais, utilizando modelos estacionários e periódicos PARMA, ajustados para cada semana (GCOI, 1999).

Foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), substituindo o DNAEE, com o objetivo de ser o novo órgão regulador e fiscalizador das atividades de energia elétrica no País. A lei que a criou foi aprovada pelo Congresso em 1996. A Agência iniciou seus trabalhos um ano depois, sob a forma de uma autarquia de regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS) foram criados em 1998, com a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia nos sistemas elétricos interligados e coordenar e controlar a operação das usinas e da rede básica de transmissão dos sistemas interligados, respectivamente.

O ONS foi constituído como pessoa jurídica de direito privado. O MME é membro do ONS, com poder de veto. O ONS assumiu as funções de supervisão e controle da operação e as tarefas de planejamento e programação eletroenergética, atribuídas ao extinto GCOI, além de

novas funções, como a administração do transporte de energia (Cabral e Cachapuz, 2000). O capítulo cinco trata das atribuições do ONS com maior detalhe.

2.3.4 A recente mudança no modelo institucional brasileiro

A partir do fim da década de oitenta e, com mais intensidade, da década de noventa, o setor de energia elétrica, em todo o mundo, vem caminhando paulatinamente em direção a uma estrutura de mercado caracterizada por algum grau de competição, onde a obrigatoriedade de servir, em alguns segmentos da cadeia produtiva, vai sendo substituída por um enfoque de mercado. Outros setores como telecomunicações e indústria de petróleo são exemplos desta tendência (Silva, 2001).

Não há um consenso para a evolução da estrutura de mercado nos vários segmentos da cadeia produtiva e nem para os diversos setores da economia, ou porte dos consumidores, mas o que se tem observado, tanto em economias desenvolvidas, quanto em países em desenvolvimento, é sua efetiva aplicação, brusca ou gradual, conforme o caso.

A formação de preços é inerente a toda atividade industrial, sendo desejável, para o progresso da competição, que estes preços reflitam os custos de produção.

No Brasil, este processo de reestruturação, orientado para a busca da competição, foi iniciado em 1995, com a Lei das Concessões, exigindo uma série de implementações institucionais posteriores, dentre elas o livre acesso às redes de transmissão e distribuição, a criação de novos agentes voltados para o mercado, como o produtor independente de energia, o consumidor livre e o comercializador, além da implantação do ONS, do MAE e da ANEEL.

O modelo do setor elétrico brasileiro implantado no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, baseado na livre negociação de contratos bilaterais e na existência de um mercado spot, o MAE, não funcionou a contento por várias razões (Bajay, 2006), podendo se destacar, entre elas, a elevada percepção de risco por parte dos principais agentes privados do

setor elétrico, e um planejamento indicativo da expansão inoperante, conduzindo o País a uma grave crise de racionamento de energia elétrica em 2001, que durou até fevereiro de 2002.

Pelo fato do modelo criado no governo Fernando Henrique Cardoso não ter funcionado a contento, permitindo que ocorresse o desastre do racionamento, seu sucessor, o Presidente Luis Inácio Lula da Silva, criou um outro modelo, objetivando a atração de investimentos privados, a modicidade tarifária e a segurança no fornecimento. O modelo do Presidente Lula criou um *pool* de geradores públicos e privados, que permite um *mix* entre as chamadas energias “nova” e “velha”.

A idéia básica do *pool* é que a geração, de baixo custo, das usinas existentes, que são, sobretudo, hidrelétricas, com seus ativos imobilizados em parte ou na sua totalidade já amortizados, seja ofertada em leilões de “energia velha”. Em uma outra categoria de leilão, chamada de “energia nova”, é ofertada a geração, mais cara, de novas usinas. O *mix* dos dois leilões comporá um custo final médio menor, possibilitando, assim, modicidade tarifária. Vencem ambos os tipos de leilões os geradores que ofertarem os menores preços para sua energia.

As leis n°s 10.847 e 10.848, de 15/03/2004 implementaram o novo modelo para o setor elétrico brasileiro, com um arranjo institucional que valoriza as concessionárias de serviço público e mantém a desverticalização das atividades.

O novo modelo para o setor elétrico brasileiro criou a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), um órgão de apoio ao MME nas atividades de planejamento energético, implementando uma proposta formulada por Bajay (2001) em pleno ano do racionamento. A EPE deve realizar, para o MME, planos estratégicos de expansão do setor energético como um todo, a longo prazo (20 anos, ou mais), além do já tradicional plano decenal de expansão para energia elétrica.

No atual modelo, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Existem, agora, dois ambientes de comercialização, o livre e o regulado. No primeiro negocia-se livremente contratos bilaterais entre geradores, comercializadores e

consumidores livres, tal qual já ocorria no modelo anterior. As empresas concessionárias distribuidoras, no entanto, agora são obrigadas a contratar 100% de suas necessidade de energia elétrica no mercado regulado, através dos leilões de “energia velha” e “energia nova”, já mencionados, além de leilões de ajuste, para se fechar o balanço entre oferta e demanda nos seus mercados, no curto prazo.

Em relação à operação centralizada do SIN e ao funcionamento do ONS nada mudou. Não houve, também, nenhum desenvolvimento metodológico substancial nestes últimos anos nesta área.

Capítulo 3

Os Problemas do Planejamento da Operação e da Manutenção de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrotérmicos de Potência

A complexidade do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos reside, entre outros aspectos do problema, na ligação entre a decisão de operação em determinado estágio e as conseqüências futuras desta decisão. A decisão de utilizar, ou não, o estoque de água dos reservatórios pode causar gerações térmicas dispendiosas, ou, até mesmo, deixar de atender a carga; por outro lado um excesso de zelo quanto à utilização dos reservatórios pode acarretar vertimentos desnecessários, proporcionando desperdícios de energia e custos operativos mais altos (Terry e Pereira, 1986).

A operação de um sistema hidrotérmico abrange desde a supervisão e o controle em tempo real da produção e do transporte da energia elétrica, até aspectos como as incertezas de vazões futuras e a otimização do uso dos reservatórios.

Este capítulo contempla uma formulação geral do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência; uma rápida apresentação sobre as várias técnicas que podem ser utilizadas na solução deste problema; uma discussão sobre as principais alternativas que tem sido adotadas para se modelar o problema; um breve relato sobre experiências internacionais – Noruega e Austrália - de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência; e uma discussão sobre a formulação e técnicas de resolução do problema de planejamento da manutenção de unidades geradoras.

3.1 Formulação geral do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência

Apresenta-se, nesta seção, uma formulação geral para o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, em que a função objetivo é a minimização do custo total de operação ao longo do período de planejamento. As restrições matemáticas mais comuns deste problema são contempladas nesta formulação, que não leva em conta possíveis usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

A função de geração de uma usina hidrelétrica pode ser expressa conforme indicado na equação (3.1).

$$GH_{t,i} = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot [NAM_{t,i}(x_{t,i}) - NAJ_{t,i}(u_{t,i} + s_{t,i}) - PC_{t,i}] u_{t,i} \cdot \rho_{t,i}^{turb.} \cdot \rho_{t,i}^{gerad.} \quad (3.1)$$

onde:

- | | |
|--------------------------------|---|
| $GH_{t,i}$ | - geração da usina hidrelétrica i, no intervalo de tempo, ou estágio t; |
| $u_{t,i}$ | - vazão turbinada na usina hidrelétrica i, no intervalo de tempo t; |
| $x_{t,i}$ | - estoque de água no reservatório da usina hidrelétrica i, no início do intervalo de tempo t; |
| $s_{t,i}$ | - vazão não aproveitada na geração (vertimento, evaporação e infiltração) da usina hidrelétrica i, no estágio t; |
| $NAM_{t,i}(x_{t,i})$ | - nível de água a montante das turbinas, ou seja, no reservatório da usina i, no estágio t, obtido a partir do polinômio cota x volume; |
| $NAJ_{t,i}(u_{t,i} + s_{t,i})$ | - nível de água a jusante da casa de força da usina i, no estágio t, obtida a partir do polinômio da Curva-Chave; |
| $PC_{t,i}$ | - perda de carga no circuito hidráulico da usina i, no intervalo t; |
| $\rho_{t,i}^{turb.}$ | - rendimento das turbinas da usina i, no intervalo t; |

$\rho_{t,i}^{gerad.}$

- rendimento dos geradores elétricos da usina i, no intervalo t.

A função objetivo de uma formulação básica e geral deste problema pode ser escrita como:

$$C_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J CT_j(GT_{t,j}) \quad (3.2)$$

sujeito às seguintes restrições matemáticas:

$$\sum_{i=1}^I GH_{t,i} + \sum_{j=1}^J GT_{t,j} = M_t \quad (3.3)$$

$$\underline{GT}_{t,j} \leq GT_{t,j} \leq \overline{GT}_{t,j} \quad (3.4)$$

$$x_{t+1,i} = x_{t,i} + y_{t,i} - (u_{t,i} + s_{t,i}) + \sum_{k \in M_i} (u_{t,k} + s_{t,k}) \quad (3.5)$$

$$\underline{x}_{t,i} \leq x_{t,i} \leq \overline{x}_{t,i} \quad (3.6)$$

$$\underline{u}_{t,i} \leq u_{t,i} \leq \overline{u}_{t,i} \quad (3.7)$$

$$\underline{L}_{t,i} \leq u_{t,i} + s_{t,i} \quad (3.8)$$

onde:

- I - número de usinas hidrelétricas no sistema de potência considerado;
- J - número de usinas termelétricas no sistema de potência considerado;
- M_i - representa o conjunto de usinas hidrelétricas imediatamente a montante da usina hidrelétrica i;
- $\underline{L}_{t,i}$ - limites inferior da vazão defluente da usina hidrelétrica i, durante o intervalo de tempo t^3 ;
- $GT_{t,j}$ - geração da j-ésima unidade termelétrica do sistema no estágio t;

³ Imposto, eventualmente, por conta de demandas associadas a outros usos da água que não a geração hidrelétrica, como, por exemplo, navegação, irrigação, suprimento de água, etc.

CT_j	- custo unitário de geração térmica para a j-ésima unidade;
M_t	- demanda de energia durante o estágio t;
$\underline{GT}_{t,j}$	- limite inferior para a geração da usina termelétrica j no estágio t;
$\overline{GT}_{t,j}$	- limite superior para a geração da usina termelétrica j no estágio t;
$\underline{x}_{t,i}$	- limite inferior para o armazenamento de água no reservatório da usina hidrelétrica i, no início do intervalo de tempo t;
$\overline{x}_{t,i}$	- limite superior para o armazenamento de água no reservatório da usina hidrelétrica i, no início do intervalo de tempo t;
$\underline{u}_{t,i}$	- limite inferior para a vazão turbinada na usina hidrelétrica i, no estágio t, e
$\overline{u}_{t,i}$	- limite superior para a vazão turbinada na usina hidrelétrica i, no estágio t.

Outras restrições podem ser impostas, como limitações associadas a linhas de transmissão, sedimentação nos reservatórios e conseqüente diminuição do seu volume útil, tempo de traslado da água entre usinas hidrelétricas, necessidade de reserva girante nas usinas, dentre inúmeras outras possibilidades.

3.2 Métodos de resolução do problema

O problema formulado na seção anterior pode ser resolvido com o auxílio de diversos métodos de otimização. Apresenta-se, brevemente, a seguir, as principais características destes métodos, com as respectivas vantagens e desvantagens.

A Programação Linear (PL) vem sendo usada no planejamento da operação de sistemas elétricos há muito tempo e possui a vantagem de ser um método relativamente simples, além de contar com robustos pacotes computacionais, de fácil programação e boa interface com o usuário. Este método pode ser aplicado tanto para problemas de pequeno porte, quanto de grande porte (Cau, 2000). As principais técnicas de solução de problemas lineares são o Método Simplex e o

Método dos Pontos Interiores. A principal limitação do uso da Programação Linear no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência reside no fato que tanto a função de geração das usinas hidrelétricas, quanto a função que representa o custo unitário de operação das unidades termelétricas, são não lineares. Recorre-se, eventualmente, à linearização por partes, ou linearizações sucessivas, destas funções para se contornar, parcialmente, este problema.

A Programação Inteira pode ser entendida como um caso específico da Programação Linear, onde as variáveis podem ser inteiras, ou, ao menos, parte destas variáveis. Caso as variáveis possuam apenas valores inteiros, denomina-se Programação Inteira Pura, ou Programação Inteira; caso contrário, denomina-se Programação Inteira Mista.

Quando for importante se representar as não linearidades das funções de geração das usinas hidrelétricas e/ou das funções de custo unitário de operação das usinas termelétricas e a linearização por partes, ou por aproximações sucessivas, não forem alternativas que propiciem uma precisão aceitável, pode-se recorrer à Programação Não-Linear, para a qual existem algumas técnicas de solução eficientes, como os métodos de gradiente reduzido e de gradiente projetado. A maior parte dos pacotes de otimização comerciais hoje em uso, como, por exemplo, o GAMS, utilizam alguma destas técnicas na opção “Programação Não-Linear”. A maior limitação no uso desta programação é a falta de garantia, em muitos problemas, de que irá se atingir o chamado “ótimo global” do problema, atingindo-se, tão somente, algum “ótimo local”. Algumas vezes, também, não se consegue a convergência dos processos iterativos envolvidos nas técnicas de solução, ou, então, esta convergência exige um tempo computacional muito elevado.

A Programação Dinâmica (PD) é uma metodologia de solução recursiva de problemas e possui algumas variações, abordadas a seguir. A PD consiste em dividir o período de planejamento em etapas ou estágios, e a melhor decisão, em cada etapa, é determinada de acordo com o estado em que o sistema se encontra. O processo de otimização é baseado no conhecimento prévio das possibilidades e suas implicações, satisfazendo o princípio de otimalidade de Bellman, que estabelece que, quaisquer que tenham sido os passos anteriores, a trajetória remanescente deverá ser uma trajetória ótima com respeito ao estado resultante dos

passos anteriores. Sua desvantagem é a necessidade da discretização do espaço de estados, acarretando no crescimento exponencial do esforço computacional com o número de variáveis do estado consideradas, problema este conhecido como “maldição da dimensionalidade”. A PD tem a vantagem de poder ser aplicada a problemas não-lineares.

A Programação Dinâmica Estocástica (PDE) obedece à metodologia e ao processo de otimização descrito na definição da PD, mas a decisão em cada estágio é obtida com base na distribuição de probabilidades dos estados de cada estágio.

A aplicação da PDE usualmente se dá através da determinação de estratégias de operação para subsistemas geradores interligados. Este é um método adotado para a solução do problema de planejamento da operação quando se está presente a estocasticidade das afluições. Na PDE, este problema se divide em estágios de tempo e determina a decisão de menor custo a cada etapa, determinando a vazão turbinada e o vertimento, de acordo com o estado (armazenamento) em que se encontra o sistema ou seus subsistemas. A otimalidade de cada decisão é baseada no conhecimento de todas as possibilidades futuras e suas conseqüências. A “maldição da dimensionalidade” impede o uso da PDE em problemas que apresentam a necessidade de se construir estratégias para a operação de múltiplas usinas em cada subsistema.

O problema pode ser formulado de duas maneiras, a formulação “acaso-decisão” e a formulação “decisão-acaso”. A formulação “acaso-decisão” supõe conhecida a energia afluenta a ocorrer nesse mês. Cada estado ao final do mês é representado pelo par: energia armazenada ao final do mês; energia afluenta do mês. Um conjunto de afluições de igual probabilidade representa a distribuição estatística de energias afluentes. Estuda-se separadamente cada afluição equiprovável, que resulta em diferentes decisões ótimas individuais, acarretando a obtenção de diferentes custos de operação para o mesmo estado. A formulação “decisão-acaso”, utilizada no planejamento da operação do sistema brasileiro, difere da formulação “acaso decisão”, por tomar as decisões sem o conhecimento da energia afluenta do próprio mês, mas em função da distribuição de probabilidades da energia afluenta do mês (Kligerman e Pereira, 1999).

A Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED) é um método que trata a PDE de forma analítica e propõe uma solução para o problema da dimensionalidade, pois não apresenta a necessidade de discretização de espaços de estados. O princípio da Decomposição de Benders, que é uma técnica de relaxação, utilizada em problemas de grandes dimensões, é a base desta metodologia (Siqueira, 2003).

A PDED tem sido aplicada no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos no Brasil e é utilizada no programa NEWAVE, discutido no capítulo cinco desta dissertação.

A teoria de otimização de fluxos em redes também pode ser aplicada na solução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. Bazaraa (1977) e Ahuja *et. al.* (1993) apresentam uma ampla gama de aplicações desta teoria. Os grafos resultantes da aplicação desta teoria podem ser lineares ou não-lineares. Rosenthal (1981), Brännndlund *et. al.* (1988), Oliveira e Soares (1995), Wei *et. al.* (1998; 2000) e Oliveira *et. al.* (2003) aplicam a técnica de fluxo em rede na resolução do problema de planejamento da operação de parques geradores.

Rosenthal (1981) e Brännndlund *et. al.* (1988) utilizaram o algoritmo de gradiente reduzido na solução de um grafo não-linear em um problema de planejamento da operação no curto prazo. Brännndlund (1988) ainda considerou restrições de segurança, representadas por limite de transmissão inter-regional. Oliveira e Soares (1995) propuseram um problema de fluxo em rede, especialmente desenvolvido para representar um sistema hidrotérmico; ele foi resolvido pelo Método de Newton. Wei *et. al.* (1998; 2000) apresentam um modelo de fluxo em rede combinado com o Método dos Pontos Interiores para resolver um problema de planejamento da operação de um parque hidrotérmico; o problema hidráulico é resolvido pelo algoritmo do caminho mínimo aplicado a um fluxo em rede. Uma outra combinação do Métodos de Pontos Interiores com fluxo em rede foi utilizada por Oliveira *et. al.* (2003), visando o despacho ótimo de um parque gerador. Martinez e Soares (2002) comparam dois tipos de formulação, sendo que uma delas utiliza fluxo em rede com arcos capacitados, como abordado por Bazaraa (1977), Ferreira (1997) e Cicogna (1999).

3.3 Alternativas para se modelar o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência

Discute-se, a seguir, algumas alternativas para se modelar o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. As questões consideradas são: a operação centralizada ou descentralizada; a decomposição do problema ao longo do tempo e o uso de reservatórios equivalentes, “armazenando energia”, no longo prazo; e o tratamento das principais incertezas do problema.

3.3.1 Operação centralizada ou descentralizada

Uma questão que influi diretamente na modelagem de sistemas hidrotérmicos de potência é a forma de operação dos parques geradores, que pode ser centralizada, onde diferentes empresas geradoras respondem a um órgão controlador, que define o despacho de cada usina, ou descentralizado, onde cada gerador possui seu próprio controle de despacho, (Nishimura *et. al.*, 1993).

A operação centralizada tem como método convencional de otimização o despacho econômico, que se baseia na minimização do custo de operação. O Brasil aplica este método, com o ONS sendo responsável pelo planejamento da operação e pelo despacho das usinas.

Esta aplicação controlada e centralizada em um só órgão pode não ser, segundo MacGill e Kaye (1999), a melhor opção para sistemas de geração de grande porte, devido a potenciais restrições computacionais e de comunicação, originadas do grande número de geradores. Agentes independentes podem insistir em uma maior autonomia nas decisões quanto à operação de suas usinas.

A alternativa a esta centralização do controle operacional é a operação descentralizada, onde uma porção maior das decisões é entregues aos geradores e consumidores. A operação do

sistema é coordenada, e não controlada, por um operador central. Os agentes de geração possuem melhores conhecimentos e informações locais que o órgão operador centralizado. Estes agentes podem fornecer soluções detalhadas, para a operação local, aos agentes coordenadores, os quais possuem a incumbência de determinar o estado geral do sistema e coordenar sua operação elétrica. Grande parte das decisões é tomada pelos agentes, com base nas características locais de cada gerador, onde a maioria das informações relevantes está disponível. Esta estrutura reduz o fluxo de informações entre os agentes geradores e o operador e diminui o esforço computacional para operação do sistema, pois o problema da operação é dividido em vários problemas menores.

Estas alternativas de operação influem diretamente no gerenciamento e nos objetivos dos agentes de geração. A geração centralizada visa a operação ótima do sistema, mas penaliza a geração ótima local, já que os incentivos financeiros para se investir em uma melhoria da eficiência local são fracos ou inexistentes. A operação descentralizada permite, mais facilmente, a remuneração da eficiência local, mas necessita de uma coordenação eficaz, para que o ganho de operação do sistema seja alcançado.

3.3.2 A decomposição temporal do problema e o uso de reservatórios equivalentes de energia

No Brasil, adota-se a decomposição do planejamento da operação em diferentes horizontes, coordenados entre si. Esta coordenação, no entanto, pode ser a principal fonte de incertezas e erros nesta cadeia temporal.

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser decomposto em uma cadeia, por exemplo, de três horizontes, chamados de longo, médio e curto prazos. Cada horizonte de planejamento requer diferentes tipos de análises, possuindo, por conseguinte, diferentes formulações para o problema.

Caso a opção de se decompor o período de planejamento em vários horizontes temporais seja a escolhida, o valor atribuído a certos parâmetros de modelagem varia de acordo com o

horizonte que se está trabalhando. A incerteza a respeito das afluições aos reservatórios e o tempo de traslado da água nas calhas fluviais entre os reservatórios constituem bons exemplos da variação da importância de certos fatores. O primeiro fator, incerteza sobre as afluições, tem relevância no contexto plurianual de operação, quando é decidida, no longo prazo, a utilização das fontes térmicas e possui pouca ou nenhuma relevância no curto prazo, onde aceita-se, com razoável precisão, as previsões de afluições e demanda. Já o segundo fator, tempo de traslado, tem importância no planejamento a curto prazo, mas em geral não afeta o planejamento a longo prazo (Terry e Pereira, 1986).

Os parâmetros adotados dão suporte a certas decisões, que possuem um período de influência. Este período de influência determina o horizonte de planejamento que é necessário considerar ao se analisar os fatores operativos. Como exemplo, pode-se citar a decisão sobre os estoques de água em reservatórios; sua influência é relativamente longa, podendo alcançar um período de vários anos (Terry e Pereira, 1986).

A determinação da operação ótima de sistemas predominantemente hidrelétricos é comumente dividida em um problema estocástico, de longo prazo, e um problema determinístico, de curto prazo, ou, como Massé (1946) denominou, um “problema técnico” e um “problema estratégico”, respectivamente. O “problema estratégico” determina o montante de água utilizado por cada reservatório em cada estágio do planejamento, seja mensal ou semanal, maximizando o benefício. O “problema técnico” distribui, nas semanas ou meses, a descarga total calculada no “problema estratégico”, para determinado estágio, maximizando o benefício (Turgeon, 1981).

Os diferentes horizontes de planejamento contemplam diferentes efeitos, que precisam ser considerados: efeitos de longo prazo (probabilidade de desabastecimento de energia, projeção de valores futuros de geração térmica, contratos de suprimento de energia entre os agentes do setor, etc.), efeitos de médio prazo (programação da manutenção, possibilidades de vertimentos, deplecionamento dos reservatórios, etc.), efeitos de curto prazo (restrições quanto à navegação, limites das redes de transmissão e distribuição, etc.), efeitos de curtíssimo prazo, no pré-despacho (suporte de potência reativa, desempenho dinâmico do sistema, etc.), e os efeitos em tempo real

(condições adaptativas de segurança, situações emergenciais e de recomposição de sistemas, etc.) (Terry e Pereira, 1986).

No planejamento da operação para o longo prazo, com sistemas compostos de grandes reservatórios e com grande capacidade de regularização, é comum considerar uma discretização mensal, que abrange um horizonte de alguns anos à frente. As afluições para o longo prazo possuem um grande grau de incertezas, fazendo com que a representação desta estocasticidade seja considerada. As características do planejamento para esta fase fazem com que a representação a usinas individualizadas e um tratamento estocástico das vazões, em um único modelo, se torne muito difícil.

Uma proposta que tem sido amplamente aplicada, no caso de sistemas constituídos por múltiplas usinas hidrelétricas, é a modelagem equivalente. Esta estratégia tem como objetivo reduzir a dimensão do sistema e, conseqüentemente, o esforço computacional, para que a PDE possa ser aplicada na obtenção de estratégias de geração (Martinez, 2001).

Esta modelagem representa os reservatórios das várias usinas hidrelétricas do sistema agregadas em um único reservatório. Pode-se, também, desagregar este reservatório único, em representações discriminadas entre usinas com reservatórios de acumulação e usinas a fio d'água. O procedimento desta agregação tem como base a estimativa de energia produzida, através do completo esvaziamento de todos os reservatórios do sistema, a partir de um estado inicial de armazenamento pré-estabelecido. A estimativa da energia produzida é diretamente relacionada com a regra de operação adotada. Vários autores, como Arvanitids e Rosing (1970), Turgeon (1980; 1981), Turgeon e Charbonneau (1998), Cruz Jr. e Soares (1996), Martinez (2001) e Martinez e Soares (2002) abordam a modelagem com reservatórios equivalentes, através de diferentes métodos de resolução.

Na representação com reservatório equivalente, as variáveis hidráulicas são transformadas em variáveis energéticas, ou seja, a disponibilidade do sistema é representada pela energia armazenada no reservatório equivalente, as vazões afluentes aos reservatórios são denominadas

energias afluentes, as vazões vertidas são representadas como energia perdida e este mesmo raciocínio vale para as vazões retiradas para irrigação ou o volume evaporado dos reservatórios.

Arvanitids e Rosing (1970) consideram adequada a aplicação da modelagem equivalente em sistemas que: possuam reservatórios com grande capacidade de regularização, as afluências aos diferentes reservatórios do sistema sejam hidrológicamente homogêneas, a interligação elétrica seja eficiente, pois o sistema necessita de flexibilidade, para que os atendimentos aos centros de carga sejam feitos por qualquer das unidades geradoras que compõem o sistema, e, principalmente, quando a sequência das decisões mensais na geração hidráulica total possui maior significância econômica que a alocação desta geração entre as várias hidrelétricas do sistema.

A hipótese de que os reservatórios das usinas hidrelétricas operam em paralelo, enchendo ou esvaziando simultaneamente, conforme usualmente assumido na modelagem do reservatório equivalente, não é realista quando se tem um grande número de usinas, de diferentes portes, espalhadas em uma grande área geográfica, quando se tem restrições de transmissão significativas e, principalmente, quando os regimes hidrológicos das bacias hidrográficas envolvidas não forem semelhantes. Isto ocorre em alguns dos subsistemas que compõem o parque gerador interligado nacional. Sem se abandonar o conceito de reservatório equivalente e as vantagens de modelagem a ela associadas, pode-se resolver o problema mencionado de duas maneiras. Uma é se trabalhar com mais reservatórios equivalentes (Soares e Carneiro, 1993; Bajay, 1997), com cada um deles satisfazendo as condições mencionadas, acima, por Arvanitids e Rosing (1970). Uma alternativa é se determinar regras heurísticas para a operação real dos reservatórios, através de simulações com usinas individualizadas, e se aplicar estas regras na modelagem do reservatório equivalente (Martinez e Soares, 2002).

O planejamento para o médio prazo usualmente abrange horizontes de alguns meses com discretização mensal ou semanal. Nesta etapa, o grau de incerteza das afluências aos reservatórios é menor do que no planejamento para o longo prazo e as vazões podem ser tratadas como determinísticas (Bissonnette *et. al.*, 1986; Rosenthal, 1981; Oliveira e Soares, 1995). Valores de

geração mensais ou semanais para cada usina do sistema são os resultados desta etapa, fornecidos como metas para o planejamento de curto prazo.

O acoplamento entre o médio e o longo prazos pode ser feito através do custo esperado de operação do sistema, ao final do horizonte de médio prazo. O planejamento de longo prazo fornece esta informação, que se relaciona, como mostrado na Figura 3.1, com a energia armazenada do sistema.

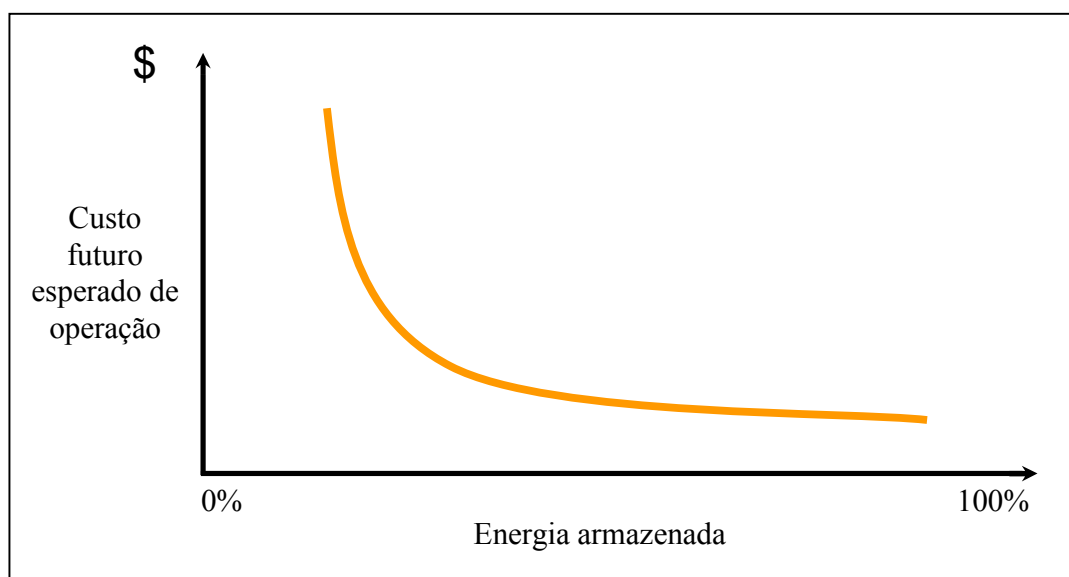


Figura 3.1 – Custo futuro esperado de operação em função da energia armazenada.

O planejamento de curto prazo tem como objetivo produzir um programa de geração que atenda às restrições operativas ao longo da próxima semana ou mês, tendo como estágios dias ou blocos de horas. Tem como característica a natureza determinística de certos parâmetros como vazões e demandas. A ligação do planejamento de médio com o curto prazo se dá através de metas para a geração de cada usina ao longo do horizonte de curto prazo, ou através de volumes-meta que os reservatórios devam atingir ao final deste horizonte.

A necessidade de se modelar o tempo do traslado entre as massas de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas é bem maior no horizonte de curto do que no de médio prazo. É necessário, também, levar em consideração, mesmo que de uma forma simplificada,

limites impostos à geração pelas condições operacionais da rede elétrica, rampa de tomada de carga das máquinas, curva colina de eficiência das máquinas, etc.

A decomposição temporal do problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, como descrita anteriormente, não representa um consenso entre os estudiosos do setor. O acoplamento entre os períodos de planejamento pode implicar em simplificações que não refletem as reais características do problema.

3.4 As incertezas do problema

Há várias maneiras de se modelar as principais incertezas presentes no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. Discutem-se, a seguir, as alternativas mais utilizadas no tratamento das incertezas associadas às vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas, à demanda de energia elétrica e a outros parâmetros da modelagem, como taxas de atualização, custos de combustíveis utilizados em usinas termelétricas, etc.

3.4.1 As vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas

A geração das usinas hidroelétricas depende da série cronológica das vazões afluentes aos seus reservatórios. O planejamento da sua operação, tendo em vista a incerteza das vazões, se torna, por conseguinte, um problema estocástico. Normalmente, para o planejamento a curto e médio prazos, esta aleatoriedade não é considerada e modelos matemáticos prevêm as vazões, para estes horizontes de estudo, com uma razoável precisão. Já para o longo prazo, a incerteza das vazões tem um impacto maior e é comum:

- se utilizar simulações diretamente com as séries históricas de vazões, normalmente médias mensais;
- se realizar simulações com séries sintéticas de vazões, obtidas a partir das séries históricas, através de modelos estocásticos de geração de séries sintéticas; ou, ainda,
- se empregar distribuições de probabilidades das vazões afluentes.

Os modelos utilizados para tratamento estocástico das vazões para o longo prazo normalmente são baseados em dados médios mensais. O sistema brasileiro dispõe de tal tipo de registro desde 1931. A modelagem das vazões afluentes no planejamento da operação a longo prazo, com horizontes superiores a dois anos, poderia ser feita de uma maneira diferente. A utilização de vazões médias mensais para longos horizontes de planejamento acarreta na análise de um grande número de parâmetros e, muitas vezes, este detalhamento não é tão significativo. A utilização de vazões médias trimestrais, ou semestrais, ao se modelar períodos futuros distantes do presente, pode ser suficiente para levar em conta a sazonalidade destas vazões. No planejamento da operação a longo prazo se poderia utilizar discretizações mensais para as vazões afluentes nos dois primeiros anos e discretizações trimestrais ou semestrais nos demais anos do horizonte, diminuindo significativamente o esforço computacional sem grande perdas na precisão dos resultados. Este escalonamento tem sido uma tendência recente no desenvolvimento de modelos de planejamento da operação e da expansão de sistemas energéticos no exterior e que ainda não encontrou ecos na realidade brasileira.

As séries mensais de vazões naturais são séries que apresentam sazonalidade e comportamento periódico. A análise deste tipo de série pode ser feito através de formulações auto-regressivas, em que os parâmetros apresentam um comportamento periódico, como os modelos PAR(p), onde p é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos auto-regressivos do modelo, do vetor, $p = (p_1, p_2, \dots, p_{12})$, onde cada elemento fornece a ordem de cada período. A formulação matemática do modelo PAR(p) é descrita em Cepel (2002) e por Martinez (2001).

Para o ajuste deste modelo, foi sugerido, por Box e Jenkins (1970), uma metodologia elaborada, baseada na família ARIMA, apropriada para representar componentes com características sazonais, irregulares e cíclicas. Esta classe de modelo é bastante flexível e capaz de produzir, com relativamente poucos parâmetros, séries temporais com variados comportamentos.

A estratégia de operação de parques geradores de energia elétrica pode ser obtida com base na Programação Dinâmica Estocástica (PDE), como ocorre no sistema elétrico brasileiro. A PDE consegue tratar problemas estocásticos não lineares e oferece uma política de controle em malha

fechada (*“closed-loop feedback”*), mas a “maldição da dimensionalidade”, conforme já mencionado anteriormente, torna inviável o problema quando se quer representar as usinas de uma forma individual, e/ou se tem que trabalhar com vários subsistemas interagindo entre si, diante do grande esforço computacional requerido. Artifícios como os reservatórios equivalentes e a Programação Dinâmica Estocástica Dual têm sido utilizados para superar este problema (Martinez e Soares, 2001; Martinez e Soares, 2002).

Uma alternativa a esta metodologia é a política de malha aberta (*“open-loop feedback”*), que combina a otimização determinística do problema de planejamento da operação com modelos de previsões de vazões (Martinez e Soares, 2001; Martinez e Soares, 2002).

A metodologia de malha fechada obtém uma regra de operação que fornece uma decisão ótima para cada estado do sistema em cada estágio do planejamento. Já a metodologia de malha aberta determina uma decisão em cada estágio do período de planejamento, baseada em previsões de valores futuros, e estes valores são atualizados em cada estágio, à medida em que novas previsões se tornem disponíveis. Martinez (2001) e Martinez e Soares (2002) discutem e comparam as duas metodologias.

3.4.2 A demanda de energia elétrica

Os horizontes de previsão de carga podem ser de curtíssimo prazo (de poucos minutos à uma hora à frente), curto prazo (referente às próximas horas a uma semana à frente), médio prazo (vários meses) e longo prazo (superiores a um ano). Uma boa estimativa antecipada da previsão de demanda proporciona desde uma operação elétrica mais segura no curto prazo, até um bom planejamento de compra e venda de energia entre os agentes geradores e distribuidores e consumidores do setor no médio e longo prazos.

Várias técnicas de modelagem têm sido usadas para estimar a demanda de energia elétrica utilizada no planejamento da operação. Dentre elas, pode-se destacar as técnicas clássicas baseadas nos modelos de séries temporais de Box e Jenkins e os modelos de regressão

paramétricos. Há, também, técnicas não convencionais, de uso mais recente, baseadas em modelos de lógica nebulosa e redes neurais artificiais; estas últimas têm sido bastante utilizadas devido à sua alta capacidade de adaptação.

A previsão da demanda de energia elétrica para o longo prazo em geral recorre à criação de cenários alternativos de desenvolvimento, a fim de explorar o comportamento da demanda frente a diversos cenários futuros possíveis. Esta técnica constitui uma importante ferramenta para a prospecção do futuro, pois lida com parâmetros com um alto índice de incertezas. No longo prazo, a demanda de energia elétrica é uma variável condicionada por uma ampla gama de fatores que, na maioria dos casos, estão fora do controle dos agentes. Esses fatores, macroeconômicos, sociais, institucionais, ambientais, tecnológicos, etc., apresentam uma relação de interdependência entre si, formando uma extensa rede de influências mútuas. Devido a estas grandes incertezas e mútua influência dos fatores, normalmente não faz sentido relacionar probabilidades aos cenários.

Uma estratégia complementar, utilizada para se imaginar as mudanças nas tendências e paradigmas que os cenários exigem é se promover pesquisas Delphi com vários especialistas nos fatores que influem nos cenários projetados. Pode-se definir uma pesquisa Delphi como *“uma ferramenta de pesquisa qualitativa que busca um consenso de opiniões de um grupo de especialistas a respeito de eventos futuros. Isto é feito estabelecendo-se três condições básicas: o anonimato dos respondentes, a representação estatística da distribuição dos resultados, e o feedback de respostas do grupo para reavaliação nas rodadas subseqüentes”* (Martino, 1993).

3.4.3 Outros parâmetros da modelagem sobre os quais se tem incertezas

Nos estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência a longo prazo, podem haver outros parâmetros da modelagem, como, por exemplo, taxas de atualização e custos de combustíveis utilizados em usinas termelétricas, sobre os quais se tem incertezas.

As técnicas usualmente empregadas para tratar tais incertezas são, novamente, a técnica de cenários, eventualmente associada a consultas a especialistas, como a pesquisa Delphi, e, com menos frequência, modelos de otimização que empregam a lógica nebulosa.

3.5 Experiências internacionais de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência

Apresentam-se, a seguir, de uma forma sucinta, duas experiências internacionais no planejamento da operação de parques hidrotérmicos de potência: Noruega e Austrália.

3.5.1 Noruega

O mercado competitivo de energia elétrica foi estabelecido na Noruega desde o início da década de 1990. A partir de 1996, Suécia, Finlândia e Dinamarca seguiram o mesmo rumo da Noruega. Em 2001, todos os quatro países estavam integrados em um mercado nórdico comum de energia elétrica, sem nenhuma tarifa de importação ou exportação (Glende, 2005)

Dentre as mudanças institucionais que tiveram o objetivo de montar uma nova estrutura regulatória, pode-se citar a divisão da antiga e verticalizada Statkraft, em duas novas empresas, a Statkraft SF e a Statnett. A Statkraft SF, uma empresa estatal de geração, teve seu processo de privatização finalizado em outubro de 2004, transformando-se em uma empresa limitada, com o nome de Statkraft AS. A Statnett é o operador do sistema de transmissão da Noruega. Além disso, criou-se uma subsidiária da Statnett, a Statnett Market, para cuidar do mercado; mais tarde, após o acordo com a Suécia que extinguiu as taxas de importação e exportação de energia elétrica, seu nome foi alterado para Nord Pool. Por último, foi criada uma agência, a NVE, que regula, dentre outros, o mercado, a produção e o consumo de energia elétrica (Corazza, 2003; <http://www.statkraft.com>, consultado em 27/01/2006; <http://www.statnett.no>, consultado em 27/01/2006; <http://www.nve.no>, consultado em 27/01/2006).

A operação do sistema elétrico do Nord Pool é descentralizada e os agentes geradores possuem grande autonomia de decisão sobre sua operação. O operador do sistema, neste caso a Statnett, tem como principal função promover um mercado eficiente e seus objetivos são: garantir o livre acesso à rede de transmissão, assegurar a liquidação do mercado, garantir a confiabilidade do sistema, operar os serviços de transmissão e assegurar a expansão do sistema de uma maneira eficiente do ponto de vista sócio econômico (Gjerde, 2002).

Na Noruega, mais de 99% da geração elétrica provem de fontes hidráulicas. Esta peculiaridade faz com que o problema de planejamento da operação possua grandes incertezas quanto às vazões afluentes. A Noruega tem dado um tratamento estocástico para as vazões afluentes no planejamento da operação de seu parque gerador, que é dividido em diferentes horizontes de planejamento, acoplados entre si, há vários anos, mas a abertura do seu mercado de energia elétrica provocou uma reformulação. Atualmente, o planejamento da operação do sistema elétrico norueguês envolve interações entre as três principais partes do sistema: os agentes do mercado, tanto do lado da oferta, quanto da demanda de energia; o operador do sistema; e o operador do mercado (Fosso *et. al.*, 1999).

Em um ambiente desregulado, como o norueguês, os geradores têm como objetivo produzir e vender energia com o máximo lucro, e o risco financeiro pode ser incluído como uma função penalidade. A formulação é baseada na teoria de “*price taking*”. O grande número de participantes faz com que esta premissa seja válida, sendo que é inconcebível a possibilidade de conluio na formação dos preços do mercado (Fosso *et. al.*, 1999).

A questão da manutenção das unidades geradoras é de inteira responsabilidade de seus proprietários, o que inclui a penalização por uma má gestão e conseqüente quebra de contratos. Em um ambiente de livre mercado, os agentes geradores têm como objetivo agendar as manutenções das unidades geradoras de acordo com as condições operacionais, as cotações de preços no mercado de energia elétrica e outros fatores econômicos. No planejamento da manutenção almeja-se aumentar ao máximo a vida útil das unidades geradoras, para que elas possam propiciar o maior lucro possível (Fosso e Belsnes, 2004; Belsnes *et. al.*, 2004).

3.5.2 Austrália

A indústria de energia elétrica australiana foi, por muito tempo, organizada na forma de monopólios regionais em cada estado e território, controlados pelos respectivos governos locais. As longas distâncias entre os estados e a concentração da população em volta de alguns grandes centros resultou na operação isolada em cada estado. Somente em 1990 houve a interligação entre quatro estados (Mielczarski e Michalik, 1999).

O livre mercado teve seu início de implantação em 1993 com a elaboração do plano denominado “*National Electricity Market*”. Primeiro ocorreu uma desverticalização dos serviços de eletricidade e, em um segundo momento, houve a privatização da geração e da distribuição. A transmissão, que antes do livre mercado era de responsabilidade da “*National Electricity*”, foi dividida em várias empresas; em alguns estados efetuou-se uma separação entre a proprietária da rede de transmissão e uma outra entidade, independente e sem fim lucrativo, responsável pelo planejamento da operação e pelo despacho das usinas. A regulação do mercado ficou sob a responsabilidade do “*Office of the Regulator General*” (Mielczarski e Michalik, 1999).

A Austrália possui mais de 90% de sua geração elétrica proveniente de fontes térmicas. Logo, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem menos impacto na geração elétrica deste país e os esforços neste sentido são relativamente reduzidos. Cau (2000) descreve um estudo que contempla o planejamento da operação de reservatórios de usinas hidrelétricas, em uma cascata australiana.

3.6 O problema de planejamento da manutenção de unidades geradoras

3.6.1 Déficits de energia e de potência e o papel dos programas de manutenção

O planejamento de sistemas de energia elétrica busca assegurar que o risco de não atendimento do mercado se situe dentro de níveis aceitáveis. Em um sistema hidrotérmico, como

no caso brasileiro, as falhas no fornecimento de energia elétrica podem ocorrer por dois motivos: escassez de água nos reservatórios (déficits de energia, que tendem a ser de longa duração) e insuficiência de capacidade instalada nas unidades geradoras (déficit de potência, que usualmente são de curta duração).

Como os programas de manutenção afetam a capacidade de geração disponível a cada momento, eles também influenciam os possíveis déficits de potência. Isto é reconhecido há muito tempo e os cálculos de confiabilidade de atendimento da ponta de carga, utilizando indicadores tradicionais, como a probabilidade de perda de carga (LOLP) e o valor esperado da demanda não servida ($\epsilon(\text{DNS})$), tem procedimentos padrões para levar em conta tais programas. Por outro lado, os programas de manutenção também afetam a geração assegurada das usinas hidrelétricas, conforme definido, em termos sistêmicos, no setor elétrico brasileiro.

Em sistemas puramente termelétricos, o ritmo de expansão do parque gerador é ditado pela necessidade de se manter os riscos de possíveis déficits de potência, mensurados através de indicadores como o LOLP, dentro de limites aceitáveis, conforme a demanda de eletricidade vai crescendo ao longo do tempo. Nestes sistemas não há preocupação com o atendimento dos requisitos de energia, que sempre são atendidos quando se garante o atendimento dos requisitos de ponta do sistema, salvo situações excepcionais de perturbações não previsíveis no suprimento dos combustíveis das usinas termelétricas, greves, guerras ou catástrofes naturais. Os programas de manutenção são levados em conta, conforme comentado no parágrafo anterior, no cálculo dos índices de confiabilidade no atendimento da ponta, como o LOLP (Sullivan, 1977; Camargo, 1981); além disso, muitas empresas geradoras também realizam exercícios de planejamento visando minimizar seus custos de manutenção.

Em sistemas puramente hidrelétricos, as adições de novas usinas ao parque gerador são determinadas pela necessidade de se manter o risco de déficits de energia em patamares aceitáveis. Como na maior parte destes sistemas o planejamento da operação do parque gerador é centralizado, socializando-se riscos e benefícios, a otimização dos programas de manutenção tipicamente tem um papel secundário, ao menos do ponto de vista sistêmico. Evidentemente,

mesmo neste caso, muitas empresas geradoras realizam exercícios de planejamento visando minimizar seus custos de manutenção.

Em sistemas hidrotérmicos de potência, novas adições ao parque gerador podem ser motivadas ora pela necessidade de manter o risco de déficits de energia em patamares aceitáveis, ora pelo requisito de atendimento de níveis máximos permitidos para o risco de déficits de potência.

Em sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos, como o brasileiro, o risco de déficits de energia como determinante das necessidades de expansão do parque gerador ainda é dominante e, dado o planejamento centralizado da operação do parque gerador no País, a preocupação sistêmica com a otimização dos programas de manutenção dos agentes geradores tem sido praticamente nula. Este quadro, no entanto, está mudando, conforme discutido no capítulo cinco desta dissertação.

Um dos objetivos específicos deste trabalho é se escolher a melhor alocação temporal da manutenção de um certo conjunto de unidades geradoras, com o propósito de se otimizar a geração hidráulica e, conseqüentemente, se diminuir a probabilidade de déficits de potência e energia do sistema.

3.6.2 Programas de manutenção de unidades geradoras e a busca por sua otimização

A atividade de manutenção, segundo a NBR-5462, pode ser definida como: *“a combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou relocar, qualquer parte, conjunto, dispositivo, subsistema, unidade funcional, equipamento ou sistema que possa ser considerado individualmente, em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida.”*

A manutenção preventiva é requerida por todos os equipamentos de geração e sempre mereceu atenção especial por parte dos operadores do sistema. Tem como objetivo reduzir as

chances de corte de carga, aumentar a disponibilidade das unidades geradoras, aumentar qualidade de atendimento à demanda energética e proporcionar uma política eficiente de despachos de geração. Deve-se considerar, além da grande quantidade de recursos financeiros reservada para a manutenção das unidades geradoras, as conseqüências sobre a produção, o repasse destas despesas para o preço de energia e as contingências de mercado. Em ambientes de livre mercado, a manutenção deve ser observada como uma vantagem competitiva, onde a adoção de metodologias que aproveitem as modernas técnicas de gestão da manutenção é fator determinante para se obter essa vantagem.

A modelagem matemática da manutenção, em qualquer ambiente regulatório, possui difícil solução matemática devido à presença de variáveis binárias e restrições acopladas no tempo e espaço, caracterizando um problema de programação inteira mista não linear. O agendamento otimizado da manutenção deve visar a minimização dos custos e intervir o mínimo possível, na capacidade de geração do sistema.

Apresenta-se, a seguir, uma pequena revisão das literaturas internacional e nacional sobre a manutenção de unidades geradoras de energia elétrica. Primeiro, se aborda os trabalhos internacionais; estes, em sua maioria, contemplam apenas sistemas predominantemente termelétricos, tendo, assim, aplicação limitada no caso brasileiro. Os trabalhos nacionais são abordados em seguida.

Dopazo e Merrill (1975) apresentam uma formulação para o problema da manutenção de unidades de geração através de um modelo de programação mista: linear-inteira. O trabalho dispensa especial atenção a critérios custo-benefício relacionados à espera pela manutenção da unidade geradora para diversos objetivos.

Yamayee (1982) enfatiza a importância da manutenção preventiva das unidades geradoras, apresenta a literatura sobre o assunto e descreve as diferentes maneiras de se formular o problema, abordando as várias opções de função objetivo, as dificuldades de se considerar a estocasticidade e as possíveis técnicas de otimização. Em Yamayee e Sindénblad (1983), a

questão da manutenção é abordada combinando a confiabilidade e o custo de produção do sistema, onde as incertezas tais como as saídas forçadas das unidades geradoras e a demanda a ser atendida são consideradas. Eles utilizam a programação dinâmica por aproximações sucessivas para resolver a formulação proposta para o problema.

Yellen *et. al.* (1992) propõem um programa de otimização do planejamento da operação que contempla a manutenção das unidades geradoras. O programa tem como função objetivo a minimização dos custos de operação, obedecendo às exigências de confiabilidade do sistema. A resolução do problema se dá em dois estágios. O primeiro utiliza a programação inteira para determinar a programação da manutenção das unidades geradoras. Em um segundo estágio, busca-se a minimização do custo operacional, respeitando os parâmetros de confiabilidade.

Chattopadhyay *et. al.* (1995) tratam do agendamento da manutenção em sistemas interconectados. Eles utilizam um modelo de Programação Mista: Linear-Inteira, que analisa as decisões sobre fontes de combustível, requisitos de geração e programação de manutenção. Este método foi aplicado em dois sistemas interligados na Índia. Os resultados apresentaram um sensível ganho econômico e de confiabilidade, entre a manutenção centralizada e a visão individual sem considerar a interconexão.

Leou (2001) trata o problema da manutenção em centrais de potência elétrica trabalhando com várias restrições, envolvendo a duração do tempo de manutenção. Ele propõe uma formulação com lógica *fuzzy*, resolvida com um modelo de programação inteira.

Tabari *et. al.* (2004a; 2004b) apresentam uma estratégia de manutenção de unidades geradoras em um ambiente de livre mercado, com operação descentralizada, onde o objetivo principal é a maximização do lucro. A função objetivo contempla a previsão de preços de mercado e o lucro resultante da venda de eletricidade, formulado na forma de um programa misto: linear-inteiro.

Morozowski e Florentin (1997) desenvolvem uma metodologia para apoio à tomada de decisão, na que se relaciona a produção de energia com a programação da manutenção de unidades geradoras, considerando um ambiente de negócios competitivo no setor elétrico. Os autores apresentam os aspectos conceituais e computacionais de um modelo que integra aspectos técnicos e gerenciais. A simulação energética do modelo técnico leva em conta as condições hidrológicas, os estados dos reservatórios e a demanda de energia elétrica para determinar as potências unitárias das usinas. Esta simulação também considera o programa de manutenção preventiva das unidades geradoras e determina um índice de adequabilidade das instalações, através dos parâmetros LOLP - Probabilidade de Perda de Carga e EPNS - Expectativa de Potência não Suprida. O modelo gerencial visa a análise e a formulação de políticas empresariais. Para isso, ele determina as receitas em função dos resultados operacionais, considerando as informações do modelo técnico.

Siqueira (2001a) analisa alguns modelos referentes à programação da manutenção de unidades geradoras e propõe um modelo estocástico e uma metodologia de análise baseada na teoria estatística da decisão. O modelo proposto mede as conseqüências de cada evento e classifica o decisor de manutenção segundo sua propensão ao risco em situações de conflito e incerteza nas informações. O adiamento da manutenção pode gerar conseqüência tais como elevação do desgaste das máquinas, perdas crescentes, ou, mesmo, desligamentos futuros de porte. Este método oferece uma solução analítica para o cálculo do instante ótimo de realização da manutenção e se baseia em modelos como: diagrama de influência, que relaciona a casualidade entre os eventos; árvore de decisões; teoria dos jogos; e modelos markovianos.

Siqueira (2001b) define um modelo estatístico e uma metodologia de análise e otimização de políticas de manutenção, baseado em um processo estocástico, regulado por uma cadeia de Markov, onde um indicador escalar define o benefício/desperdício das transições de estado dos equipamentos do sistema. Este indicador escalar é utilizado, também, na definição da periodicidade ótima da manutenção, não só para as unidades geradoras, mas para cada classe de equipamento.

Almeida e Fernandes (2001) desenvolvem um modelo de decisão multicritério, onde os parâmetros principais de entrada são o tempo de reparo e o custo da manutenção. Eles abordam: os contratos de manutenção, onde se tem como ponto de partida o tempo de interrupção como principal critério de escolha e, conseqüentemente, tem como parâmetro principal a confiabilidade do sistema; teoria da decisão; e teoria multiatributo, que estrutura o problema de decisão a partir da identificação das qualidades atribuídas a cada parâmetro, seguida da utilidade que reúna a contribuição de cada um desses atributos.

Finardi *et. al.* (2005) desenvolvem um modelo de otimização para programação preventiva de manutenção, baseado nos conceitos de resolução da Relaxação Lagrangeana. A função objetivo visa obter um mínimo desvio em relação a uma escala ideal pré-definida, que segue uma periodicidade de manutenção sugerida pelos fabricantes, ou pelos responsáveis pela manutenção. As restrições do problema são os períodos onde não devem ocorrer manutenções, as unidades que não devem entrar em manutenção e o acoplamento espacial entre as diversas unidades geradoras em um dado espaço de tempo.

Capítulo 4

As Bases de Dados Disponíveis

Neste capítulo se faz uma avaliação das principais bases de dados sobre geração hidrelétrica no Brasil, que tem sido, há décadas, o principal tipo de geração de energia elétrica utilizado no País.

4.1 Bases de dados sobre geração hidrelétrica no Brasil

Apresenta-se, nas seções a seguir, as principais bases de dados sobre geração hidrelétrica no Brasil, com suas principais características, métodos de acesso e tipos de dados disponíveis: (i) o Banco de Informações de Geração - BIG e os relatórios de acompanhamento de estudos e projetos de usinas hidrelétricas, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); (ii) o banco de dados sobre o potencial elétrico brasileiro, conhecido como SIPOT, da Eletrobrás; (iii) os diagramas topológicos elaborados pelo Grupo de Trabalho de Informações Básicas para o Desenvolvimento da Oferta (GTIB), do Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE); e (iv) o Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional – SINDAT, mantido e atualizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O capítulo se encerra com uma discussão sobre a necessidade de melhoras nas informações e dados hoje disponíveis sobre geração hidrelétrica no Brasil. Estas melhoras em grande parte podem ser alcançadas através de uma integração adequada das bases de dados existentes, que é um dos principais objetivos do Sistema Nacional de Informações Energéticas, em implantação no Ministério de Minas e Energia (MME).

4.1.1 O BIG

O Banco de Informações de Geração (BIG) foi criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e seu acesso está disponível “on line” na página eletrônica da Agência.

Este banco de dados “*faz parte de um programa da ANEEL que visa universalizar e uniformizar as informações, dando pleno conhecimento aos agentes do mercado, investidores estrangeiros e nacionais, autoridades governamentais, bem como a sociedade em geral, sobre a geração de energia elétrica no Brasil*” (<http://www.aneel.gov.br/>, consultado em agosto de 2004).

As informações disponíveis consistem em dados sobre as usinas em operação, construção e as outorgadas (aproveitamentos com outorga do governo, mas sem o início da construção) no período de 1998 a 2006 das várias formas de geração possíveis no País, tais como usinas hidrelétricas de médio e grande porte, pequenas centrais hidrelétricas, usinas termelétricas, termonucleares, eólicas e outras fontes alternativas. A agência pretende, no futuro, disponibilizar dados sobre as usinas outorgadas antes de 1998 e as desativadas.

O BIG é constituído por três módulos: Capacidade de Geração do Brasil, Resumo Estadual e Agentes de Geração.

O módulo de capacidade de geração é constituído por quadros demonstrativos e gráficos baseados em informações das usinas em operação, construção e outorgadas.

Os aproveitamentos são separados pelo tipo de geração: central geradora eolielétrica - EOL, central geradora hidrelétrica - CGH, pequena central hidrelétrica - PCH, usina hidrelétrica - UHE, usina termelétrica - UTE, usina termonuclear – UTN e central geradora solar fotovoltaica - SOL. Para cada um destes tipos, o módulo fornece o número de usinas existentes e a potência total, fiscalizada no caso das usinas em operação e outorgada nos demais casos.

Para cada tipo de usina, em operação, em construção ou outorgada, o módulo fornece tabelas com o nome das usinas, sua potência (outorgada e fiscalizada, no caso de usinas em operação), o destino da energia (serviço público - SP, produção independente de energia - PIE, ou autoprodução de energia - APE), os proprietários das centrais, seus municípios, rios (no caso de usinas hidrelétricas) e classes de combustíveis (no caso de usinas termelétricas).

O Resumo Estadual apresenta as mesmas informações do módulo de capacidade de geração, só que separadas por estado da Federação, e um quadro síntese da capacidade instalada por Estado.

O último módulo é constituído por quadros demonstrativos e gráficos que identificam cada agente gerador e suas usinas. Em relação a estas últimas, o módulo especifica o nome da usina, sua potência, o tipo de geração, o Estado em que se localiza, o destino da energia gerada e o estágio em que se encontra (em operação, em construção, ou outorgada).

4.1.2 O Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas

A ANEEL, através de sua Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos – SPH, divulga, todo mês, um relatório que descreve a situação dos processos referentes aos estudos de inventário, viabilidade e projeto básico de usinas hidrelétricas.

Uma das partes deste relatório relaciona os estudos de inventários em elaboração, em análise e aprovados desde o ano de 1990, dos rios nacionais, fornecendo informações como: agente interessado, potência inventariada, datas notáveis, dentre outras.

Uma outra parte do relatório apresenta informações como nome da usina, potência, rio, município, agente interessado, datas notáveis, dentre outras, sobre projetos básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's (potência entre 1 e 30 MW), classificadas da seguinte forma: projetos em elaboração com registros ativos, projetos em análise para aprovação, projetos em fase de outorga de autorização condicionada, estudos com outorga de autorização condicionada sem

projeto aprovado, projetos aprovados a partir de 1995 sem outorga de autorização, e projetos aprovados a partir de 1995 com outorga de autorização.

A última parte do relatório descreve a situação dos estudos de viabilidade e projeto básico de usinas hidrelétricas com potência maior que 30 MW, classificadas da seguinte forma: estudos e projetos em elaboração, em análise e aprovadas a partir de 1995.

4.1.3 O SIPOT

A Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobrás é responsável pelo banco de dados do potencial elétrico brasileiro, denominado SIPOT.

O SIPOT consiste em um instrumento utilizado para organizar as informações relativas ao potencial hidrelétrico nacional, cuja atualização e consistência é de responsabilidade da Divisão de Recursos Hídricos e Inventário – DENI do Departamento de Estudos Energéticos – DEN.

Informações sobre as principais características de cerca de quatro mil aproveitamentos estão organizadas em um banco de dados em Access, de acordo com a seguinte itemização:

- Identificação: código, nome do aproveitamento, rio, localização geográfica, UF, proprietário, estágio de desenvolvimento do projeto...;
- Custos: cronograma de desembolso padrão em moeda corrente, data de referência dos custos, custo total de investimento sem juros durante a construção...;
- Características físicas: cota da soleira do vertedouro, área de drenagem, volume na soleira do vertedouro, queda bruta máxima, NA médio do canal de fuga, NA normal de jusante, perdas hidráulicas...;
- Pontos cota x área x volume e coeficientes dos polinômios correspondentes;
- Características energéticas: energia firme, energia média, acréscimo de energia firme, potência, queda de referência, características das máquinas e número de unidades geradoras;
- Características hidrológicas: características fluviométricas, como a vazão média de longo termo (MLT) e a vazão mínima no período de simulação, vazão de projeto do vertedouro,

vazão de projeto do desvio do rio, evaporação média e códigos dos aproveitamentos de montante;

- Pontos NA jusante x vazão e polinômio correspondente, na forma $COTA_{JUS} = C_0 + C_1 * (q_{deflu}) + C_2 * (q_{deflu})^2 + C_3 * (q_{deflu})^3 + C_4 * (q_{deflu})^4$, onde q_{deflu} é a vazão defluente, da curva-chave, à jusante da casa de força da usina hidrelétrica;
- Séries de vazões naturais: vazões médias mensais dos aproveitamentos;
- Datas notáveis: início dos estudos, início da construção, início da operação, início do enchimento do reservatório e término do enchimento do reservatório.

O SIPOT armazena os dados de cada usina separadamente. O banco de dados possui recursos que emitem quadros-resumo de algumas informações como o número de aproveitamentos, a energia firme, a energia média ou a potência, segundo diversos critérios de agrupamentos, tais como bacia hidrográfica, sub-bacia, rio, ou unidade da Federação. A soma, média, desvio padrão e valores mínimo ou máximo destes dados nos quadros resumo também são fornecidos, quando requerido.

Os dados são separados de acordo com os estágios de desenvolvimento dos estudos/implementação dos empreendimentos, que são os tradicionalmente adotados pelo setor elétrico:

- Potencial remanescente: resultado de estimativa realizada em escritório, a partir de dados existentes, sem qualquer levantamento complementar, considerando um trecho do curso d'água, via de regra situado na cabeceira, sem determinar o local de implantação do aproveitamento;
- Potencial individualizado: resultado de estimativa realizada em escritório para um determinado local, a partir de dados existentes ou levantamentos expeditos, sem qualquer levantamento detalhado;
- Estudo de inventário: resultado de estudo da bacia hidrográfica, realizado para a determinação do seu potencial hidrelétrico através da escolha da melhor alternativa de divisão de quedas, caracterizada pelo conjunto de aproveitamentos compatíveis entre si e com projetos

desenvolvidos de forma a obter uma avaliação da energia disponível, dos impactos ambientais e dos custos de implantação dos empreendimentos;

- Estudo de viabilidade: resultado da concepção global do aproveitamento, considerando sua otimização técnico-econômica, compreendendo o dimensionamento das estruturas principais e das obras de infra-estrutura local, a definição da respectiva área de influência, do uso múltiplo da água e dos efeitos sobre o meio ambiente;
- Projeto básico: projeto detalhado, com orçamento definido em profundidade, que permite a elaboração dos documentos de licitação das obras civis e do fornecimento dos equipamentos eletromecânicos;
- Aproveitamento em construção: aproveitamento que teve suas obras iniciadas, sem nenhuma unidade geradora em operação;
- Aproveitamento em operação: aproveitamento que dispõe de pelo menos uma unidade geradora em operação.

Os aproveitamentos só são considerados nos estágios de "estudo de inventário", "estudo de viabilidade", ou "projeto básico" se os respectivos estudos tiverem sido aprovados pela ANNEL.

Além dos quadros-resumo, há opções de outros tipos de agrupamentos dos dados dos aproveitamentos. Este tipo de seleção é denominado “seleção isolada” e permite uma maior liberdade de escolha. As opções são muitas, dando ao usuário desde a escolha de municípios, rios ou estágios de desenvolvimento até faixas de potência, faixas de energia firme ou queda bruta.

4.1.4 Diagramas Topológicos dos Aproveitamentos Hidrelétricos

Diagramas topológicos, que são representações gráficas das posições relativas dos aproveitamentos constantes no SIPOT, são muito importantes na confecção de mapas detalhados de aproveitamentos hidrelétricos e suas respectivas localizações. Eles também facilitam a identificação dos aproveitamentos e a recuperação de suas principais características.

O Grupo de Trabalho de Informações Básicas para o Desenvolvimento da Oferta (GTIB), do Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) tem elaborado tais diagramas, divulgando-os na forma de um relatório. Com a recente extinção do CCPE e sua substituição pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a elaboração destes diagramas supostamente será efetuada pela nova instituição.

4.1.5 Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional

O Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional – SINDAT *“disponibiliza informações relevantes do sistema, integrando em um mesmo ambiente mapas digitais, formados por dados gráficos vetoriais, com dados alfanuméricos da Base de Dados Técnica* (<http://www.ons.org.br>, consultado em agosto de 2004).

O SINDAT se baseia na plataforma GIS – Sistemas de Informações Geográficas, em português. Através dele é possível o acesso a informações sobre a topologia do Sistema Interligado Nacional (SIN), operado pelo ONS.

A atual versão do SINDAT permite o acesso aos seguintes dados e funcionalidades: *“cadastro das usinas, subestações e linhas de transmissão que formam a rede de operação do ONS; rede de transmissão planejada para um horizonte de dois anos; identificação das linhas de transmissão por empresa proprietária e por nível de tensão; disponibilização das rotas de algumas linhas de transmissão; visualização de fotos e diagramas unifilares das instalações; busca rápida para localização de instalações; relatórios individualizados, com características básicas das instalações e seus equipamentos; relatórios de acompanhamento de obras; relatórios de apuração de informações utilizando menu interativo”* (<http://www.ons.org.br>, consultado em agosto de 2004).

4.2 A importância da base de dados e as necessidades de melhoras

A administração federal anterior, do Presidente Fernando Henrique Cardoso, no intuito de promover mudanças no setor elétrico nacional instituiu um novo modelo que busca fomentar a competição nas atividades de geração e comercialização. A maior parte das empresas concessionárias distribuidoras estatais e algumas empresas geradoras foram privatizadas nesta época. Priorizou-se naquele modelo, a regulação, deixando em segundo plano as atividades de formulação de políticas públicas e planejamento energético.

A atual administração, do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, que mantém algumas das características do modelo anterior, sobretudo no que diz respeito à busca de competição na geração de eletricidade, propõe uma maior atuação do governo nas atividades de formulação de políticas energéticas e planejamento energético. A proposta, veiculada na administração anterior por Bajay (2001), de se criar um órgão de apoio ao Ministério de Minas e Energia (MME) para a atividade de planejamento, acabou se materializando na atual administração através da criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Lei no 10.847, de 15/03/2004). A reestruturação do MME, também defendida na mesma proposta, ainda não ocorreu.

Esta valorização da atividade de planejamento energético irá requerer uma reavaliação e atualização das atuais bases de dados empregadas neste planejamento, assim como se tentar criar, finalmente, um Sistema Nacional de Informações Energéticas.

Em 1996 foi firmado um convênio entre o MME e a Universidade de São Paulo (USP) para a concepção, desenvolvimento e implantação de um Sistema Nacional de Informações Energéticas (SNIE) e de um Sistema de Informações Gerenciais (SIG), associados à mesma base de dados. O sistema deveria ser dotado das características de abrangência, modernidade, agilidade e, principalmente, qualidade das informações disponibilizadas, características fundamentais para a compreensão do setor energético e para subsidiar as decisões decorrentes. A equipe da USP elaborou uma documentação técnica que descreve conceitos básicos de modelagem e estrutura de dados e uma listagem de comandos de consulta em SQL Server. As propostas da USP não foram implementadas (Carvalho, 2005).

Em 2002, o MME, através de convênio de cooperação com o PNUD, no projeto BRA 01/039 – “Apoio à Reestruturação do Setor Energético”, formulou um projeto para o desenvolvimento de um modelo que permita uma melhor gestão do setor energético brasileiro, através do apoio à reestruturação do planejamento energético no País e dos setores elétrico e de gás e o aperfeiçoamento das informações energéticas disponíveis. O escopo deste projeto incluiu o desenvolvimento do Sistema Nacional de Informações Energéticas.

O objetivo deste sistema é disponibilizar as informações necessárias aos estudos de planejamento energético e seu acompanhamento, além de atender a compromissos nacionais e internacionais, assumidos pelo MME, pertinentes a informações estatísticas do setor de energia e ao processo de tomada de decisões no Ministério. Este projeto ainda encontra-se pouco desenvolvido, devido a atrasos ocorridos no cronograma do projeto, associados à sucessão presidencial ocorrida em 2002.

A seguir são feitos alguns comentários sobre os bancos de dados abordados neste capítulo.

O banco de dados SIPOT, da Eletrobrás, possibilita o acesso à maioria dos dados de usinas hidrelétricas necessárias nos modelos matemáticos voltados para o planejamento da expansão do parque gerador nacional. Ele não tem sido, no entanto, atualizado com frequência.

Já o banco de dados BIG, da ANEEL, possui a grande vantagem de ser “*on line*”, com dados atualizados diariamente e “*links*” de fácil acesso a resumos e gráficos das diversas informações que compõem este banco. Os dados sobre usinas hidrelétricas contidos no BIG, no entanto, são muito menos detalhados do que os contidos no SIPOT. Destaque-se, também, que os aproveitamentos localizados nas divisas entre estados são computados em ambos os estados, tornando esta informação ilustrativa e sem muitas aplicações práticas. Sugere-se computar o aproveitamento no estado onde está localizada a casa de força.

Os relatórios divulgados pela Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos (SPH), da ANEEL, e pelo GTIB/CCPE disponibilizam informações de grande valia,

complementares aos bancos de dados BIG e SIPOT, o primeiro deles inclusive para a atualização do SIPOT. O relatório da SPH/ANEEL descreve o andamento dos estudos de inventário, viabilidade e projeto básico de usinas hidrelétricas, enquanto que o relatório do GTIB/CCPE oferece mapas que facilitam a localização dos aproveitamentos quando se está trabalhando com os outros bancos de dados.

O SINDAT não possui informações muito detalhadas quanto às fontes de geração hídrica, mas serve de complemento, quando usado conjuntamente com os outros bancos de dados, pois facilita a compreensão das informações, já que o sistema GIS possui uma interface bem amigável.

As atuais limitações destas fontes de dados serão minimizadas e suas relações de complementariedade maximizadas quando elas passarem a fazer parte do Sistema Nacional de Informações Energéticas, um dos objetivos deste sistema.

Capítulo 5

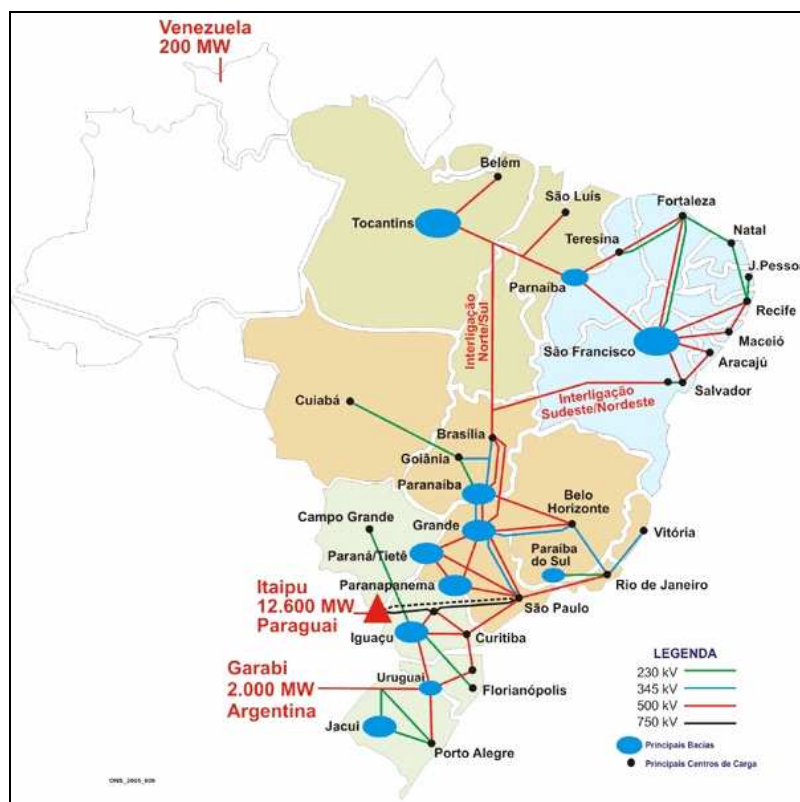
A Atual Prática do Operador Nacional do Sistema Elétrico

5.1 Características do Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) tem características e tamanho únicos no mundo. Ele compreende as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. O Brasil é um país de geração hidrotérmica de grande porte, predominantemente baseada em recursos hídricos, conforme mencionado no capítulo um. Atualmente, os recursos destinados à geração elétrica, proveniente de recursos hidráulicos, superam os 70.000MW de potência instalada.

As regiões são interligadas por longas linhas de transmissão. O SIN contempla, ainda, importações e exportações com países vizinhos. A Figura 5.1 ilustra a integração eletroenergética do País.

As usinas hidrelétricas constituintes do SIN, várias delas com grandes reservatórios de regularização anual ou plurianual, estão dispostas em cascata, em várias bacias hidrográficas; conseqüentemente, a operação de uma usina afeta a produção das outras usinas a jusante, o que proporciona uma interdependência. O planejamento e a operação otimizada do SIN se torna, então, complexa e de grande porte. Segundo a posição hoje dominante no setor elétrico brasileiro, a coordenação centralizada é necessária para que o sistema seja eletricamente seguro, os recursos disponíveis sejam bem aproveitados e o objetivo de operar com o menor custo possível durante o período de planejamento seja alcançado.



Fonte: ONS (www.ons.org.br).

Figura 5.1 – Integração eletroenergética no Brasil

Atualmente, o planejamento e a operação do SIN são responsabilidades do ONS. Trata-se de uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, criada em 26 de agosto de 1998, para coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O Operador é constituído por membros associados e membros participantes. São membros associados: os agentes de geração com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, os agentes de distribuição integrantes do SIN, os agentes importadores e exportadores e os consumidores livres com ativos conectados à Rede Básica. São membros participantes: o Poder Concedente, por meio do Ministério da Minas e Energia, os Conselhos de Consumidores, geradores não despachados de uma forma centralizada e pequenos distribuidores (abaixo de 500 GWh/ano).

Os membros associados diferem dos membros participantes por terem poder de voto na Assembléia-Geral, órgão deliberativo da associação, que tem, dentre outras atribuições, aprovar modificações do estatuto e eleger ou destituir conselheiros titulares, suplente ou membros da diretoria.

Para o exercício de suas atribuições legais, que são otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do SIN, administrar a Rede Básica de transmissão, garantindo o livre acesso, e assegurar a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica aos usuários, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações, que são baseados nos Procedimentos de Rede e em informações externas das autoridades setoriais, especialmente do MME e da ANEEL, e dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN.

Os Procedimentos de Rede são divididos em 23 módulos e podem ser definidos como *“documentos elaborados pelo ONS com a participação dos agentes que, aprovados pela ANEEL, estabelecem: os procedimentos e os requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do sistema interligado nacional; e as responsabilidades do ONS e dos Agentes”* (ONS, 2003b).

Os Procedimentos de Rede têm como principais objetivos:

- *“Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do Sistema Interligado Nacional”;*
- *“Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos agentes de operação, no que se refere a: atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico”;* e
- *“Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST”* (ONS, 2003b).

5.2 O objetivo, a metodologia e os programas utilizados no planejamento da operação

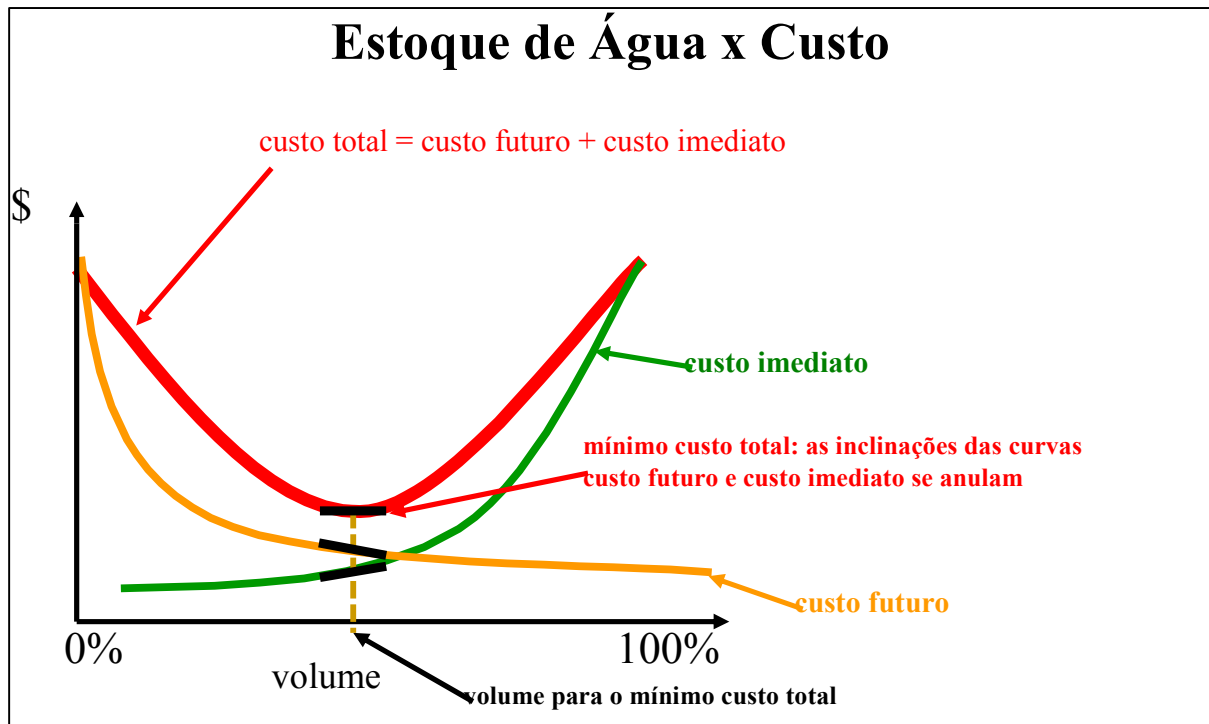
5.2.1 O objetivo

O planejamento da operação tem como objetivo decidir uma estratégia de geração individual para cada usina que minimize o custo de operação no período de planejamento, conforme mencionado no Capítulo um. O custo de operação no período de planejamento, também chamado de custo total, é composto por duas parcelas: o custo imediato, associado às decisões que estão sendo definidas e executadas no presente, e o custo futuro, relativo às decisões futuras. Em um sistema hidrotérmico, predominantemente hidrelétrico, como o brasileiro, as decisões de operação dos reservatórios aplicadas no presente influenciam diretamente no custo total e na estratégia a ser tomada no período de planejamento contemplado. O custo total pode ser definido, segundo a ONS, como *“a soma de todos os custos variáveis de todos os recursos utilizados”*, incluindo os gastos com combustíveis nas térmicas, a importação de energia e o custo associado ao não atendimento à carga.

O custo imediato varia de acordo com a decisão de utilizar, ou não, o estoque de água nos reservatórios. Quanto mais se usa a água para gerar energia, menor será o custo imediato, pois há uma diminuição do consumo de combustível, mas caso se opte por poupar a água estocada, a demanda deverá ser suprida por fontes geradoras mais caras, aumentando, assim, o custo imediato. Esta relação, entre custo e volume, pode, também, ser definida como uma função, a função custo imediato.

Já o custo futuro depende da decisão anterior para ser definido, ou seja, se a água estocada nos reservatórios for utilizada precocemente, as fontes de geração usadas para o suprimento da demanda futura serão mais caras que a hidráulica, ocasionando um alto custo futuro. Caso se opte por reservar água no presente, haverá, conseqüentemente, no futuro, maior disponibilidade de água nos reservatórios, proporcionando uma maior geração hidráulica e menor custo futuro. Pode-se definir, de uma maneira análoga ao custo imediato, a relação entre volume e custo como

uma função, a função custo futuro. A Figura 5.2 mostra a relação entre o estoque de água nos reservatórios e os custos futuro, imediato e total.



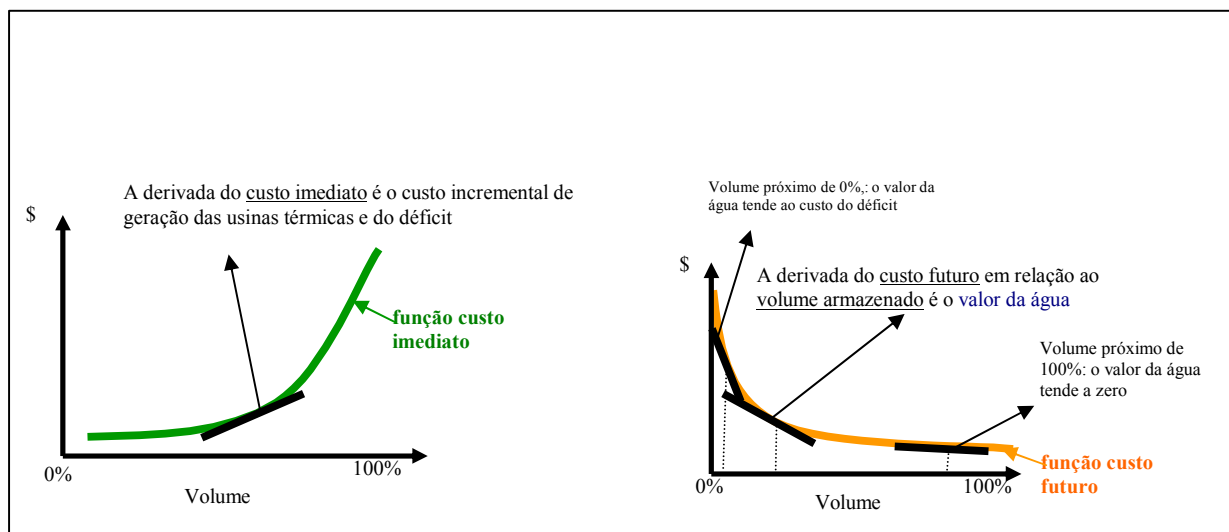
Fonte: ONS

Figura 5.2 – Funções custo imediato, custo futuro e custo total

A estratégia para se obter o menor custo total possível, objetivo principal da operação, consiste em fixar um volume que defina os custos imediatos e futuros, que somados reflitam no menor custo total.

O volume a ser atingido é definido pelas inclinações das curvas. No momento em que as inclinações das curvas de custo futuro e custo imediato se anulam, o volume correspondente a estes custos será o volume que acarretará no menor custo total de geração. A Figura 5.2 ilustra a definição do volume ótimo para a geração com o menor custo total.

As inclinações, ou derivadas, de cada função têm um significado. A derivada da função custo futuro, chamada de valor da água, é o custo incremental futuro para um certo volume armazenado. A derivada da função custo imediato é o custo incremental de suprimento do sistema por geração de usinas não hidráulicas, ou seja, é o custo incremental de geração das usinas térmicas, importação de energia e o custo de déficit, necessários para se atingir um certo volume armazenado. A derivada da função custo total representa o custo marginal de operação no período de planejamento, em função do volume armazenado. A Figura 5.3 mostra algumas destas relações.



Fonte: ONS

Figura 5.3 – Significado das derivadas das funções custo futuro e custo imediato

5.2.2 A metodologia

Para se definir os custos imediatos e futuros é necessário conhecer o custo unitário de geração das térmicas, o custo da importação de energia, o custo de déficit e as vazões afluentes aos reservatórios. Dentre os dados necessários para se estimar o custo total, as vazões afluentes possuem um grau muito grande de incerteza em sua determinação. Este grau de incerteza aumenta de acordo com a distância no tempo relativa à previsão, ou seja, há maior dificuldade em se

determinar as vazões afluentes para a definição do custo futuro. A única forma de se lidar com este problema é tratar a afluência de forma estatística, com o auxílio do cálculo de alguns índices estatísticos, tais como média, desvio padrão, correlação temporal e correlação espacial, e da escolha de um modelo estocástico que se ajuste ao comportamento das afluições conhecidas. O modelo auto-regressivo de ordem p , PAR(p), que depende das afluições observadas nos mesmos locais, em até “ p ” meses anteriores, foi selecionado para tal função.

Em estudos energéticos é comum se usar índices de risco para avaliar a capacidade de suprimento da demanda. Estes índices são estimados a partir da simulação da operação do sistema energético para vários cenários de afluições.

O registro de afluições observado é o único cenário disponível na prática, mas, no setor elétrico brasileiro, tem sido considerado insuficiente para compor um cenário que avalie os índices de risco com incertezas aceitáveis. Entretanto, podem-se utilizar modelos estocásticos capazes de produzir série de vazões obtidas por processos matemáticos, chamadas de séries sintéticas de afluições, que são capazes de extrair informações contidas na série histórica.

Um processo estocástico consiste em *“um modelo matemático de simulação de processos que busca representar as incertezas inerentes a esses processos, utilizando, para isso, conceitos de probabilidade e estatística, bem como a dependência temporal de suas variáveis”* (Cepel, 2002). No caso do planejamento da operação do parque gerador brasileiro, os processos observados consistem nas vazões afluentes e a dependência temporal ocorre durante todo o período de planejamento da operação.

“Um processo estocástico é totalmente descrito pelo conjunto de todas as séries temporais que o compõem, ou pela distribuição de probabilidades conjunta de todas as variáveis aleatórias envolvidas. Como na realidade não está disponível nem uma coisa nem outra, a modelagem de séries sintéticas tem por objetivo ajustar um modelo pelo qual acredita-se que a série histórica tenha sido produzida e a partir dele gerar séries sintéticas que representam as séries temporais que podem ser amostradas pelo processo físico que se está observando, o processo estocástico”

(Cepel, 2002). Algumas simplificações podem ser assumidas, como a estacionaridade. Um processo estocástico é considerado estacionário quando suas propriedades estatísticas não se alteram ao longo do tempo, ou seja, a média, o desvio padrão e a covariância, dentre outros parâmetros estatísticos, permanecem as mesmas durante o período em estudo; isto significa que a distribuição de probabilidades em um dado instante é válida para qualquer outro instante. Adotam-se como estacionárias as afluições anuais e como não estacionárias as afluições mensais.

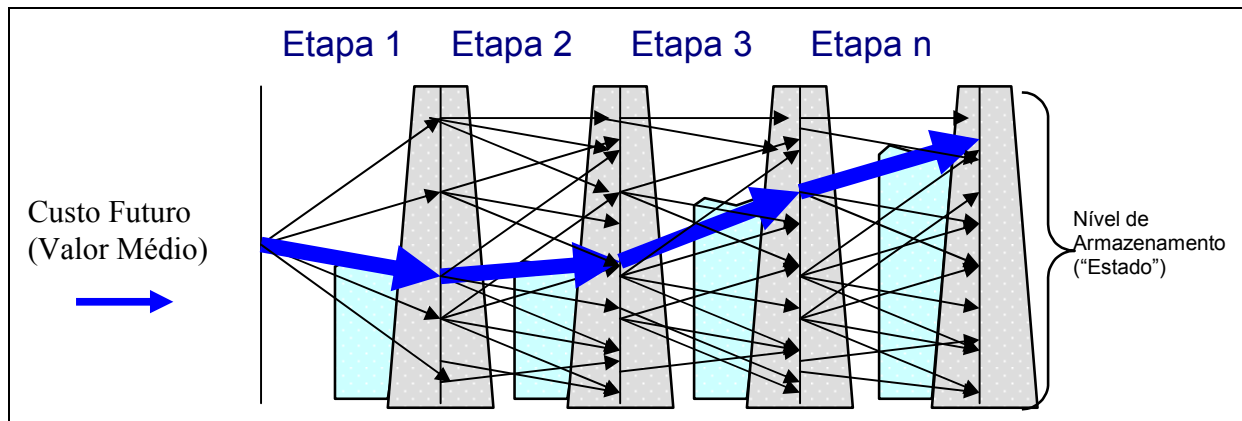
Este tratamento estocástico das vazões permite que, conhecendo o modelo estocástico usado, no caso o PAR(p), seja possível “sortear” um grande número de hipóteses. O cálculo do custo de operação referente ao período de planejamento de cada hipótese de afluição fornece o valor de vários custos futuros. A média destes custos de operação pode ser determinada como o custo futuro médio.

A obtenção do custo futuro necessita de métodos matemáticos que auxiliem seu cálculo, pois a combinação dos inúmeros níveis em que a água em cada reservatório pode estar armazenada ocasiona um número insolúvel de possibilidades. A Programação Dinâmica Estocástica (PDE) permite estudar a evolução do sistema e trazer as informações do futuro para o presente.

O problema de planejamento da operação é dividido em etapas (estágios) e consiste em determinar a decisão de menor custo a cada etapa, de acordo com a situação (estado) em que se encontra o sistema.

Mesmo com a utilização da Programação Dinâmica Estocástica, o número de estados decorrente das várias etapas e reservatórios torna impossível a resolução do problema. Isto é chamado de maldição da dimensionalidade da PDE. A Figura 5.4 mostra com mais detalhe os estados e as etapas do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência e ilustra o custo futuro médio.

A solução encontrada, pelo CEPEL, para, supostamente, superar a maldição da dimensionalidade surgiu a partir de um princípio enunciado por J. F. Benders, que ficou conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica. (PDDE).



Fonte: ONS

Figura 5.4 – Estados, etapas e custo futuro médio no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência

A PDDE mostra que a função custo futuro pode ser tratada como uma função linear por partes e, então, a cada iteração do método, usa-se uma relaxação dessa função como uma aproximação, sem se discretizar o espaço de estados. Por conta desta simplificação, o processo estocástico de afluições pode ser representado através de modelos mais sofisticados, como, por exemplo, por modelos PAR(p) de ordens maiores que um. No algoritmo de programação dinâmica estocástica tradicional isto não é computacionalmente viável, devido ao aumento que acarretaria no número de variáveis de estado (Cepel, 2002).

Em outras palavras, esta técnica permite que se calcule o custo futuro para apenas alguns estados, diminuindo, assim, a dimensão do problema. Para estes estados, determinam-se as retas que compõem a função de custo futuro, chamadas de cortes de Benders, que são recalculadas a cada iteração. Uma comparação das derivadas da função custo futuro com as derivadas da função

custo imediato fornece o ponto ótimo, onde o valor da água se iguala com o custo incremental das térmicas.

Conforme discutido no capítulo três, não há unanimidade, entre os especialistas em planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos no Brasil, de que a PDDE, conforme aplicado hoje no setor, produz o mesmo resultado que a PDE, ou seja, que o *gap* de dualidade seja realmente zero neste caso (Siqueira, 2003; Martinez e Soares, 2004). Em não havendo a equivalência entre os dois métodos, o problema da maldição da dimensionalidade, associado à PDE, não estaria, de fato, resolvido.

5.2.3 Os programas utilizados no planejamento da operação

Descreve-se, a seguir, de uma maneira sucinta, os principais programas utilizados, pelo ONS, no planejamento da operação do sistema hidrotérmico de potência brasileiro.

5.2.3.1 Decomp

O modelo Decomp tem como objetivo *“determinar a estratégia de operação de curto prazo para os sistemas hidrotérmicos interligados que minimiza o valor esperado do custo de operação para o período planejado”*. Esta estratégia determina a geração de cada usina hidráulica e térmica, os intercâmbios entre subsistemas e os contratos de importação e exportação de energia (ONS, 2003b).

As principais características deste modelo de otimização, segundo o Cepel (2003), são apresentadas a seguir.

Este modelo contempla a estocasticidade das vazões através da construção de cenários de vazões mensais representados por uma “árvore” de afluências, onde é atribuída uma

probabilidade a cada ramo. Um modelo estocástico, como, por exemplo, o GVAZP, pode gerar estes cenários de afluições. O usuário deve fornecer as vazões afluentes às usinas. A estrutura dos cenários de afluições do DECOMP considera conhecidas as vazões do primeiro mês e atribui as estocasticidades aos meses subsequentes.

Há necessidade de se informar ao Decomp as características de cada aproveitamento hidrelétrico, tais como: enchimento de volume morto; cronograma de manutenção; vazão defluente mínima; representação de unidades elevatórias; restrições hidráulicas especiais; restrições de balanço hídrico por patamar para as usinas a fio d'água; volume de espera para amortecimento de cheias; produtividade variável: função de produção energética; evaporação; retiradas de água para outro usos; alteração de dados do cadastro de usinas hidráulicas; tempo de viagem da vazão defluente dos aproveitamentos; tratamento das bacias especiais; e geração de pequenas usinas.

Há necessidade de se informar ao Decomp as características de cada usina termelétrica, tais como geração mínima e cronograma de manutenção.

Os contratos de importação e exportação de energia são representados como usinas térmicas no problema de otimização. As importações entram com um sinal positivo e as exportações com um sinal negativo na função objetivo e nas restrições de atendimento da demanda dos subsistemas envolvidos nos contratos correspondentes. Podem ser definidos, para cada estágio e patamar de carga, limites mínimos e máximos de energia contratada por contrato.

O custo de não atendimento à carga pode ser fornecido através de uma curva, representada por partes lineares, em cada subsistema, estágio e patamar, que relaciona custos incrementais às diferentes parcelas de carga não atendida. Caso não se forneça este parâmetro, o modelo representará o déficit através de uma usina térmica de capacidade infinita, com custo correspondente ao maior valor entre R\$5.000/MWh e o custo da térmica mais cara informada.

As restrições elétricas consideradas no modelo representam os pontos existentes no sistema elétrico brasileiro que possuem problemas de transmissão ou sobrecarga, traduzidos em limitações de geração em conjuntos de usinas hidrelétricas, usinas térmicas e/ou intercâmbio entre subsistemas.

Para o cálculo da política de operação no curto prazo, o modelo DECOMP necessita dos dados de uma função custo futuro gerada por um modelo de planejamento de médio prazo. O modelo está habilitado para utilizar os valores da função custo futuro fornecidos pelos modelos Bacus e Newave (Cepel, 2003).

O acoplamento entre os modelos Newave e o Decomp se dá através:

- (i) das energias armazenadas médias no instante do acoplamento, correspondentes ao último estágio do horizonte de planejamento do DECOMP; e
- (ii) das energias afluentes, em cada subsistema, verificadas nos “p” meses que antecedem o estágio de acoplamento, onde “p” é a ordem do modelo auto-regressivo adotado para as séries de afluições para os subsistemas no modelo Newave e ao acesso à função custo futuro construída pelo Newave para o instante do acoplamento.

As energias afluentes aos subsistemas verificadas nos meses que antecedem o período de estudo são dados de entrada do modelo Decomp; os demais meses são calculados pelo programa.

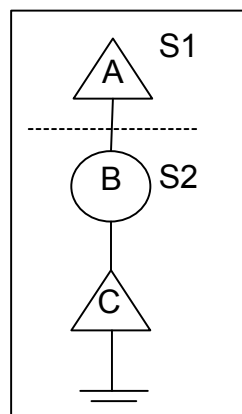
As energias armazenadas em cada subsistema são calculadas através da soma, para todas as usinas do subsistema, do produto entre o volume armazenado em cada usina e a sua produtividade. A altura de queda utilizada na produtividade é a “altura equivalente”, que pode ser definida como o valor médio da variação do volume do reservatório da usina e, conseqüentemente, de seu nível de água e o nível de água a jusante da casa de força da usina, em cada etapa do planejamento.

As energias afluentes em cada subsistema são calculadas, em um determinado estágio, pela soma, para todas as usinas do subsistema, do produto entre a afluição ao reservatório da usina e

a sua produtividade. A altura de queda na qual se baseia a produtividade de cada usina, corresponde ao nível de água referente a 65% do volume útil do reservatório da usina.

Uma particularidade quanto ao cálculo da energia afluyente média referente ao primeiro mês do estudo é a possibilidade de se iniciar o planejamento em uma semana que não seja a primeira semana do mês, ou mesmo, alguns dias da semana pertencerem a meses diferentes. Para isso, há necessidade de se separar as energias afluentes ocorridas em semanas passadas ao início do período de estudo e as energias afluentes previstas para as semanas deste período.

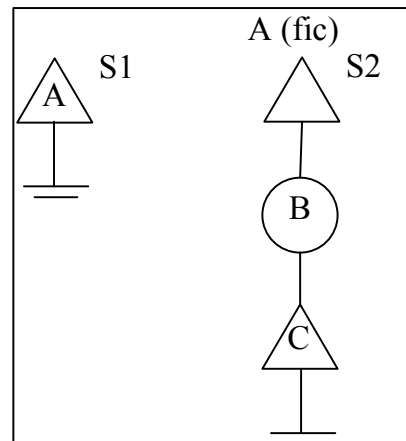
As situações de acoplamento hidráulico entre subsistemas existentes atualmente no sistema brasileiro são o acoplamento entre SE e NE no rio São Francisco, através das usinas de Três Marias, no SE, e Sobradinho, no NE, e o acoplamento entre SE e N no rio Tocantins, com as usinas de Serra da Mesa e Lajeado, no SE, e Tucuruí, no N. Há duas maneiras de se representar estes acoplamentos, com a utilização de uma usina fictícia e sem a utilização desta usina fictícia. Suponha um sistema como o da Figura 5.5, onde estão representadas três usinas reais, “A”, “B” e “C”, em cascata, sendo as usinas “B” e “C” pertencentes ao subsistema S2 e a usina “A” pertencente ao subsistema S1.



Fonte: Manual de Referência – Modelo DECOMP

Figura 5.5 – Representação de acoplamento hidráulico entre subsistemas envolvendo só usinas reais

No caso de existir alguma usina fictícia na representação dos subsistemas, cria-se uma usina “A (fic)”, conforme indicado na Figura 5.6, que não possui máquinas, apenas o reservatório. No caso da usina de Três Marias a usina fictícia apresenta o mesmo volume útil da usina original, enquanto que para a usina de Serra da Mesa este percentual cai para 55%.



Fonte: Manual de Referência – Modelo DECOMP

Figura 5.6 – Representação do acoplamento hidráulico entre subsistemas com a utilização de uma usina fictícia

A representação sem usina fictícia considera, na mesma cascata original, todas as usinas.

As energias armazenadas e afluentes são divididas entre os dois subsistemas. A metodologia para se calcular ambas é a mesma descrita anteriormente, mas a divisão entre os subsistemas segue os seguintes procedimentos (CEPEL, 2003):

- Se o acoplamento no NEWAVE tiver sido feito através de usina fictícia, as energias armazenada e afluente para o subsistema de montante serão computadas considerando apenas os volumes, afluências incrementais e produtividades das usinas neste subsistema. Além disso, no cálculo da energia afluente para o subsistema de jusante, serão consideradas todas as vazões incrementais às usinas do subsistema de montante, multiplicadas por todas as produtividades no subsistema de jusante.

- Se o acoplamento no NEWAVE tiver sido feito sem usinas fictícias, as energias armazenada e afluentes para o subsistema de montante serão calculadas considerando-se todas as produtividades na cascata, inclusive as das usinas do subsistema de jusante.
- No procedimento anterior, a única exceção se dá quando uma usina a fio d'água no subsistema de montante não apresenta nenhum reservatório a jusante na cascata que pertença ao mesmo subsistema. Neste caso, a contribuição de sua vazão incremental para a energia afluente do subsistema de montante é calculada incluindo somente as produtividades no subsistema de montante, com as demais produtividades contribuindo para a energia afluente do subsistema de jusante.

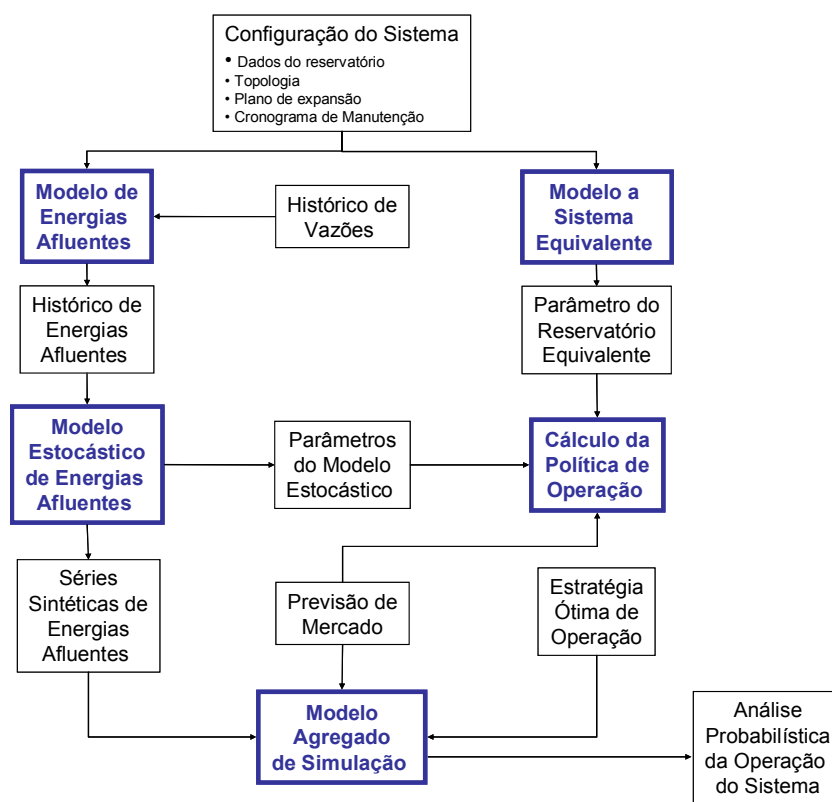
Caso o tempo de viagem entre as usinas de subsistemas diferentes acoplados hidraulicamente seja relevante, deve-se considerar, para o cálculo da energia afluente ao subsistema de jusante, em um determinado estágio, as vazões incrementais à usina de montante em estágios anteriores.

Outras características, como representação de patamares de carga, configuração dinâmica, limites de interligação entre subsistemas, restrição de transporte entre Itaipu 50 e 60 Hz, e os subsistemas S/SE, também são contemplados no modelo.

O modelo DECOMP considera que os vertimentos das usinas estão sujeitos a penalidades, arbitradas de modo a forçar o modelo a buscar uma operação que não permita vertimentos desnecessários no sistema. O modelo atribui, ainda, penalidades para os intercâmbios, com o objetivo de evitar intercâmbios “desnecessários” e, em caso de existência de perdas nos intercâmbios, evitar que o modelo encontre uma operação que “transfira” vertimentos entre subsistemas. O modelo adota valores *default* para essas penalidades, que podem ser modificados pelos usuários (Cepel, 2003).

5.2.3.2 Newave

O Newave é um programa que faz parte da cadeia de modelos desenvolvida pelo Cepel para dar suporte ao planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Este modelo de planejamento de operação de médio prazo representa de uma forma agregada o conjunto de usinas hidrelétricas e se baseia em PDDE. O Newave é composto por quatro módulos computacionais: o módulo de cálculo do sistema equivalente, o módulo de energias afluentes, o módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e o módulo de simulação da operação. A Figura 5.7 mostra um esquema relacionando os módulos do programa Newave.



Fonte: Manual de referência do modelo Newave

Figura 5.7 – Os módulos do programa Newave

O módulo de cálculo do sistema equivalente representa como um reservatório equivalente de energia o parque gerador de cada região e “calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias a fio d’água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento,

correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas a fio d'água, geração hidráulica máxima e energia associada ao desvio de água à montante de uma usina hidroelétrica” (Cepel, 2002).

A energia armazenável máxima é estimada pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com a estratégia de operação estabelecida e representa a capacidade do conjunto de reservatórios em “armazenar energia”. A hipótese adotada para o cálculo do volume armazenado consiste em operar em paralelo os reservatórios, ou seja, os deplecionamentos são feitos paralelamente em volume. A energia entre dois estados de armazenamento de um subsistema é definida como *“a energia gerada ao se deplecionar paralelamente os reservatórios entre os estados inicial e final, sem considerar novas afluições”* (Cepel, 2002). Cada configuração terá seu valor de energia armazenável máxima modificado, se as características do conjunto de usinas forem alteradas.

A energia armazenável máxima de um subsistema é calculada pela *“soma dos produtos dos volumes úteis de cada reservatório do subsistema pelas suas respectivas produtibilidades médias equivalentes”* (Cepel, 2002). Define-se produtividade média equivalente como o produto entre a aceleração da gravidade, o rendimento do conjunto turbina gerador e a altura de queda equivalente de cada usina.

As usinas hidrelétricas que compõem os subsistemas possuem três estados para definir sua configuração hidrelétrica:

1. Enchendo o volume morto – o reservatório da usina hidrelétrica não está disponível para o sistema e o rendimento global do conjunto turbina gerador da usina é igual a zero.
2. O reservatório da usina entrou em operação, mas o número de máquinas operando é inferior ao número de máquinas de base – a potência instalada não é suficiente para atender a energia firme. Considera-se como zero o rendimento global do conjunto turbina gerador e disponível o reservatório da usina.

3. O reservatório da usina está em operação e o número de máquinas operando é maior ou igual ao número de máquinas de base – o reservatório da usina e seu rendimento do grupo turbina gerador estão disponíveis para o sistema.

Quando há uma mudança do estado “1” para o “2”, ou do estado “2” para o “3” é definida uma mudança de configuração hidrelétrica. Esta mudança influi diretamente no cálculo da energia armazenada máxima, pois mesmo se a usina responsável pela mudança na configuração for a fio d’água, ou seja, sem mudanças diretas no volume armazenado, a produtibilidade média equivalente, produtibilidade de cada usina multiplicada pela altura equivalente da mesma, do sistema é alterada.

As energias afluentes totais são constituídas pela soma de dois tipos de energias: as energias controláveis e as energias a fio d’água. As energias controláveis são as vazões médias mensais da série histórica afluentes às usinas com reservatório, transformadas em energias afluentes e somadas para todo o subsistema equivalente. Elas podem ser calculadas a partir da soma, para todas as usinas com reservatório no subsistema, da afluência natural a cada reservatório multiplicada pela sua produtibilidade média equivalente somada às produtibilidades das usinas a fio d’água a jusante até o próximo reservatório (Cepel, 2002).

As energias a fio d’água podem ser definidas analogamente, diferenciando-se pelo fato das afluências serem somente a usinas à fio d’água. Seu cálculo corresponde às afluências incrementais, obtida em cada usina a partir da afluência natural, da qual são descontadas as afluências naturais às usinas de reservatório imediatamente a montante. O máximo de vazão incremental que pode ser transformado pela usina em energia é limitado pelo engolimento máximo das suas turbinas.

A geração de séries de energias afluentes sintéticas é baseada na série histórica de energias afluentes e no cálculo dos parâmetros do modelo estocástico. O modelo equivalente não consegue identificar quais usinas atingiram a limitação de engolimento máximo; então, se faz necessária a composição de uma série histórica de energias afluentes considerando a energia de fio d’água

bruta, ou seja, uma série que não considera a limitação de engolimento das máquinas no cálculo das energias afluentes para usinas a fio d'água.

As séries sintéticas da energia controlável fazem parte da energia afluente total, como citado anteriormente. Para se obter a energia controlável a partir do histórico, é necessário se obter a participação média da energia controlável na energia afluente total. Esta relação é obtida através da minimização da soma dos desvios padrões ao quadrado da relação entre elas. As perdas da energia não turbinável nas usinas a fio d'água são obtidas através da diferença entre a energia a fio d'água bruta e a energia a fio d'água. Aos pares de pontos, perdas e energia a fio d'água bruta, ajusta-se uma parábola pelo método dos mínimos quadrados, que permite determinar quais são os limites de geração máximo e mínimo para a energia a fio d'água. Com o limite superior para a energia a fio d'água, pode-se obter as perdas a partir do cálculo da energia a fio d'água bruta.

A produtibilidade das usinas com reservatório varia de acordo com seu volume e, conseqüentemente, com a variação dos níveis d'água. Este problema é simplificado utilizando-se uma altura equivalente para cada aproveitamento e requer uma correção no valor da energia controlável calculada, que é feita a partir da comparação entre as energias armazenadas em vários estados e a energia armazenada calculada a partir da altura equivalente.

Já as usinas a fio d'água utilizam a altura de queda líquida, que, neste caso, é constante. Depois de determinadas as produtibilidades dos dois tipos de usinas, deve ser feito o cálculo da energia armazenável máxima e da energia afluente ao sistema equivalente, para cada mês do horizonte de estudo.

Um outro parâmetro utilizado pelo sistema é a energia de vazão mínima, que pode ser definida como a energia afluente mínima ao sistema. Esta independe da série hidrológica, dependendo tão somente da configuração do subsistema. Seu cálculo é feito através da soma, no subsistema, do produto da descarga mínima obrigatória de cada aproveitamento com reservatório, pela sua respectiva produtibilidade e as de todas as usinas a fio d'água situadas a jusante.

O mesmo raciocínio é feito para o cálculo da energia de vazão máxima, requerida para se obter a geração hidráulica máxima.

Outros parâmetros utilizados no modelo Newave são (Cepel, 2002):

- Energia evaporada: é a multiplicação da evaporação de cada reservatório pela área correspondente à altura de queda líquida e sua produtibilidade;
- Geração de pequenas usinas: é a energia disponível, estágio a estágio, nas pequenas usinas não incluídas na configuração. Elas devem ser subtraídas do mercado de energia;
- Energia de enchimento de volume morto: consiste no valor energético das afluições necessárias ao enchimento do volume morto das novas usinas;
- Energia armazenável máxima por restrição de volume de espera: representa a capacidade de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema considerando-se o nível de armazenamento máximo de cada reservatório descontado o respectivo volume de espera. Ela é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com a política de operação em paralelo;
- Energia armazenável mínima por restrição de operação: representa o volume mínimo de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema considerando-se o nível de armazenamento mínimo por restrição de operação de cada reservatório. Ela é estimada através da energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema, no seu nível de armazenamento mínimo, de acordo com a política de operação em paralelo;
- Desvio de água a montante de usinas hidroelétricas;
- Perdas na transmissão entre subsistemas; e
- Perdas na geração hidrotérmica.

O módulo de energias afluentes estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes. Estas séries são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e na análise de desempenho do parque gerador, no módulo de simulação da operação (Cepel, 2002). Este módulo utiliza o modelo PAR(p) para gerar as séries sintéticas, com base nas séries temporais de medições de vazões naturais, conforme explicado na seção 5.2.2.

O módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos (Cepel, 2002).

O módulo de simulação da operação simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Ele calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e térmica (Cepel, 2002)

5.2.3.3 Suishi-O

O Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (Suishi-O) é um modelo de simulação da operação energética, em base mensal, de usinas individualizadas. Suas principais características são (ONS, 2003b):

- simular até cinco subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha e hidraulicamente independentes, levando em consideração os limites nas capacidades de intercâmbio;
- acoplar-se a um modelo de decisão estratégica que forneça uma função valor esperado de custo futuro de operação para cada estágio de simulação;
- simular múltiplas séries hidrológicas, permitindo a obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema;
- considerar restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água, tais como vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação e desvio de rio para irrigação;
- utilizar regras de operação automáticas, ou fornecidas pelo usuário; e
- reconhecer três diferentes tipos de seqüências hidrológicas: série histórica, série sintética e série de vazões de usos alternativos.

O modelo executa o cálculo do balanço hidrotérmico mensal entre subsistemas para determinar valores de geração hidráulica controlável, geração térmica e intercâmbios entre subsistemas, através da formulação de um problema de otimização, que visa minimizar a soma dos custos atuais mais o valor presente dos custos futuros de operação (ONS, 2003b).

As metas mensais para a simulação da operação de cada subsistema hidráulico são calculadas a partir dos valores ótimos de geração hidráulica determinados. Utiliza-se uma metodologia de simulação cuja operação se baseia em prioridades e faixas operativas, que tenta manter todos os reservatórios dentro da mesma faixa. Tem como prioridade o deplecionamento dos reservatórios de montante para jusante. No enchimento são priorizados os reservatórios cuja produtibilidade é menor.

Quatro modos de simulação são considerados (ONS, 2003b):

- Simulação estática: permite avaliar a influência da hidrologia sobre a operação do sistema e calcular índices estatísticos de desempenho, como a probabilidade de déficit, sua média e variância;
- Simulação dinâmica: é uma simulação na qual todos os dados podem variar ao longo do tempo. Ela permite avaliar efeitos tais como o crescimento do mercado, a entrada em operação de novas unidades geradoras, e o impacto de enchimento de volume morto, além de analisar a evolução do armazenamento nos reservatórios das usinas e calcular índices estatísticos;
- Simulação estática para cálculo de energia garantida: possibilita determinar o maior mercado de energia que a configuração pode atender, tal que a probabilidade anual de déficit não exceda a um risco pré fixado; e
- Simulação estática para cálculo de energia firme: permite determinar a energia média produzida no período crítico do sistema.

O modelo Suishi-O tem como principais dados de entrada: dados gerais dos subsistemas, configuração hidrelétrica, dados das usinas hidrelétricas, configuração térmica, dados das usinas

térmicas, classes térmicas, expansão hidrotérmica, patamares de mercado, perdas de transmissão, pequenas usinas, vazões afluentes, funções custo futuro, e outros. A maioria dos dados necessários é utilizada ou gerada pelo modelo Newave e repassada para o Suishi-O, no formato requerido pelo programa, por um programa auxiliar denominado formatador.

5.2.3.4 MSUI

O Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) simula a operação de um sistema constituído de usinas hidráulicas sob diversas condições hidrológicas e de carga. Seus principais objetivos são (Eletrobrás, 2004):

- convergência da carga máxima garantida de uma determinada configuração de usinas e cálculo do respectivo período crítico;
- avaliação do comportamento de um sistema em expansão face a projeções de mercado e séries hidrológicas dadas;
- avaliação do balanço de ponta e posições relativas das usinas térmicas e reversíveis; e
- avaliação do comportamento de uma usina individualizada através de seus parâmetros característicos.

O modelo requer os seguintes dados de entrada: curva da cota do reservatório em função do volume; curva da área do reservatório em função da cota; nível de montante e área, no caso de usinas a fio d'água; curva do nível de jusante em função da vazão defluente; perda hidráulicas médias nas tubulações; rendimentos médios dos conjuntos turbina e gerador; dados das turbinas e geradores; fator de carga máximo para operação contínua e dados de evaporação.

O objetivo da simulação é operar ao menor custo o parque gerador, contemplando todo o histórico de vazões e tentando fazer com que a energia produzida nas usinas seja igual ao mercado especificado (maximizando sua energia e minimizando os vertimentos). O programa tenta atingir a carga mensal iterativamente e é finalizado quando alcança uma das seguintes condições (Eletrobrás, 2004):

- a diferença entre a produção energética total e a carga for menor que o critério de convergência;
- existe déficit na produção, mas não há possibilidade de esvaziar os reservatórios;
- existe excesso na produção, mas não há possibilidade de encher os reservatórios; ou
- o número de iterações atingiu o máximo pré-especificado.

O período crítico é definido como “o período em que os reservatórios do sistema partindo cheios e sem reenchimentos totais intermediários sejam deplecionados ao máximo”. Este período pode ser indicado pelo usuário do programa, ou calculado pelo MSUI. A energia gerada durante o período crítico é denominada energia firme.

5.2.3.5 Gevazp

O Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões (GEVAZP) tem como objetivo a geração de cenários de energias e vazões naturais médias mensais, partindo das séries históricas. O modelo PAR(p) é usado para a geração de cenários sintéticos. As principais informações para a execução deste modelo são a configuração das usinas, ou dos sistemas; o período de meses a serem gerados; e as séries históricas de vazões ou energias naturais afluentes e vazões mensais dos últimos meses, para a adoção da tendência hidrológica (ONS, 2003b).

Os resultados gerados pelo modelo, em relação às características das séries históricas, são analisados através de estatísticas anuais e mensais e representação dos períodos críticos em termos de duração, volume e intensidade.

5.2.3.6 Prevaz

O Modelo de Previsão de Vazões Mensais (PREVAZ) é um modelo determinístico-estocástico para previsão de vazões médias mensais para até 12 meses à frente. Ele utiliza a

combinação das metodologias de Yevjevich e Box-Jenkins. A parte determinística modela o componente sazonal das séries hidrológicas ao longo do tempo. A parte estocástica é modelada pela metodologia ARIMA, de Box-Jenkins (ONS, 2003b).

5.2.3.7 Previvaz

O Modelo de Previsão de Vazões Semanais (Previvaz) tem como objetivo gerar a previsão de vazões médias semanais, a partir de uma série histórica de vazões naturais semanais. Este modelo combina várias alternativas de modelagem estocástica, dentre eles a família dos modelos PARMA, com diferentes métodos de estimação de parâmetros, resultando em distintas possibilidades de modelagem.

Este modelo calcula o erro padrão de previsão, que pode ser definido como a raiz quadrada da média dos quadrados dos erros de previsão, da primeira metade da série histórica, tendo-se estimado os parâmetros dos modelos com a segunda metade; e da segunda metade da série histórica, tendo-se estimado os parâmetros dos modelos com a primeira metade (ONS, 2003b). A escolha do modelo que melhor se ajusta à série é feita através da análise do erro padrão médio de previsão dentre os dois erros listados acima.

5.2.3.8 CPINS

O Modelo de Cálculo e Previsão de Incrementais e Naturais a Sobradinho (CPINS) tem como objetivo o cálculo das previsões de vazões incrementais naturais diárias. Baseia-se nas vazões observadas em postos situados no trecho situado entre as usinas de Três Marias e Sobradinho. Utiliza a rotina de programação do modelo SSARR - *Streamflow Synthesis and Reservoir Regulation*, desenvolvido pelo U.S. Corps of Engineers.

O CPINS tem como principais etapas (ONS, 2003b):

- Cálculo das vazões incrementais ocorridas nos diversos trechos de rio entre o reservatório de Três Marias e o reservatório de Sobradinho, delimitados pelos postos hidrométricos de São Romão, São Francisco, Carinhanha, Morpará e reservatório de Sobradinho;
- Estimativa das incrementais futuras nos diversos trechos, para um horizonte de previsão de no máximo 20 dias. Estas estimativas são realizadas considerando-se taxas de recessão do rio, taxas limites de ascensão de cada trecho e valores arbitrados, função das condições meteorológicas vigentes, avaliadas através de análise das previsões climáticas e de tempo fornecidas pelo CPTEC; e
- Propagação das vazões afluentes de Três Marias até o reservatório de Sobradinho, objetivando o cálculo das vazões incrementais diárias ocorridas e previstas.

5.2.3.9 Cheias

O programa Cheias tem como principais características o planejamento da operação de controle de cheias a médio e curto prazo e a programação das defluências em situação de cheia. Ele considera sistemas de reservatórios para operação integrada e a influência de tendências macroclimáticas (fenômeno El Niño), utiliza séries sintéticas de vazões, aloca de maneira ótima os volumes de espera por conjunto, ou por usina, minimiza vertimentos em situação de cheia e contempla as restrições hidráulicas das usinas.

5.2.3.10 Dessem

O programa Dessem tem como objetivo definir as funções custo futuro por reservatório.

O programa utiliza a decomposição de Benders como método de otimização, é determinístico com previsão para até 2 semanas e contempla limites de transmissão entre submercados. Ele representa a carga e a geração por barra, através de um fluxo de carga DC,

utiliza 4 patamares de custo de déficit, leva em conta a variação de produtibilidade e representa de uma forma detalhada a operação das unidades geradoras.

5.2.3.11 Confint

O modelo Confint é usado na análise probabilística do atendimento à carga dos sistemas interligados. Ele se baseia no processo de simulação de Monte Carlo e representa as seguintes características do sistema: taxas de saída forçada e tempo médio de reparo de unidades geradoras; cronograma de manutenção de unidades geradoras; limites de interligação entre as áreas estudadas; taxas de saída forçada e tempo médio de reparo das interligações; séries hidrológicas para representação da aleatoriedade das disponibilidades de potência das usinas hidráulicas; e disponibilidade de potência em pequenas usinas.

Os índices de confiabilidade, tais como probabilidade de déficit de potência, valor esperado da potência não suprida, valor esperado da frequência de déficit de potência, valor esperado da duração do déficit de potência, valor esperado da energia não suprida, calculados para cada área, e índice de sensibilidade para cada interligação entre áreas, são os principais resultados do programa (ONS, 2003b).

5.2.3.12 Prevcar

O modelo Prevcar efetua previsões mensais de energia, desagregadas em semanas no primeiro mês. O horizonte de previsão é de até 12 meses. Os dados de entrada são por concessionária, ou grupo de concessionárias. O modelo trabalha com três patamares de carga e utiliza métodos estatísticos e de inteligência computacional. O modelo permite a combinação das previsões de vários métodos com menores erros.

5.2.3.13 Despro

O modelo Despro foi desenvolvido para efetuar a análise de desligamentos de equipamentos elétricos. Ele implementa o SCD – Sistema de Controle de Desligamentos e gera os arquivos com configuração da rede elétrica para os modelos Dessem e Predesp, levando em conta a manutenção das unidades geradoras.

5.3 O planejamento da operação segundo os Procedimentos de Rede

5.3.1 Planejamento anual da operação energética

O planejamento anual da operação energética, executado pelo ONS, tem como objetivo instituir estratégias de médio prazo para a operação do sistema hidrotérmico brasileiro interligado, obedecendo às condições de atendimento aos mercados de energia e demanda. Este planejamento possui um horizonte de cinco anos, detalhados em uma base mensal; sua periodicidade é anual, com atualizações quadrimestrais. Seus principais produtos são (ONS, 2003b):

- funções de custo futuro usadas na otimização da operação do sistema e no cálculo dos custos marginais de operação;
- elaboração das curvas de aversão ao risco, segundo diretrizes da ANEEL;
- estimativas dos montantes de geração térmica, que servem como base para a composição da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis do Sistema Interligado - CCC, para subsidiar a ANEEL;
- análise do atendimento à carga própria de energia e demanda, incluindo índices estatísticos de confiabilidade;
- recomendações de adequação de cronogramas de manutenção, visando o atendimento à ponta do sistema e a otimização da operação;
- estimativas dos benefícios marginais de interligações;

- estimativas de intercâmbios internacionais;
- estimativas de intercâmbios entre regiões;
- estimativas de evolução dos custos marginais de operação;
- análise da evolução da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional; e
- produtividade média, a ser utilizada no cálculo das energias naturais afluentes.

A sequência de etapas usualmente seguida para a elaboração do planejamento anual da operação energética é descrita a seguir.

A primeira etapa é o recebimento, análise e consolidação de dados e informações. Os agentes devem encaminhar os dados sob sua responsabilidade, no formato e prazo especificados pela ONS. Após a verificação da consistência e consolidação das informações, incorporam-se estes ao banco de dados. Os agentes são solicitados, posteriormente, a participar da análise da modelagem dos aproveitamentos hidráulicos, térmicos e interligações para uma adequada representação do sistema real nos modelos utilizados pelo ONS.

O estabelecimento do escopo de estudo se dá após a consolidação dos dados recebidos e da análise das sugestões dos agentes. O ONS pode, a seu critério, criar casos que reflitam: *“as condições conjunturais do sistema no que se refere aos níveis de partida dos reservatórios, tendência hidrológica, cronogramas de manutenção previstos para o primeiro ano de estudo, cenário mais provável para o mercado de energia e demanda, cenário para expansão de geração/transmissão, definido conforme informações sobre a situação dos novos empreendimentos divulgada pela ANEEL, patamares de carga, restrições operativas e limites de intercâmbio”* (ONS, 2003b).

Casos alternativos, com o propósito de analisar os efeitos de diferentes cenários sobre as condições de atendimento ao mercado de energia e demanda, podem ser criados, levando em conta, isoladamente ou em conjunto, os seguintes fatores (ONS, 2003b):

- cenários alternativos de expansão da geração, com alterações nos cronogramas de entrada em operação, e/ou nas características de aproveitamentos hidroelétricos, termoelétricos ou interligações internacionais;
- cenários alternativos de mercado, baseados em conjunturas macroeconômicas distintas;
- cenários alternativos de expansão da transmissão, com alterações nos cronogramas de entrada em operação de novos elementos da rede básica;
- diferentes limites de transmissão entre áreas geoeletricas, calculados para outros níveis de contingência; e
- cenários alternativos para a evolução de custos de operação e disponibilidade de combustíveis.

Da mesma maneira são estabelecidos cenários para a expansão da oferta, mercado e intercâmbio inter-regionais para a elaboração das curvas de aversão ao risco, conforme parâmetros definidos pela ANEEL. O ONS identifica a configuração básica e os casos alternativos, além de preparar os arquivos de entrada dos modelos.

As simulações são executadas com o auxílio dos modelos citados na seção 5.2 deste capítulo, obedecendo à seguinte sequência:

1. geração das séries sintéticas de energias naturais afluentes mensais, utilizando o modelo Gevazp;
2. otimização da operação hidrotérmica de longo prazo, empregando o modelo Newave;
3. simulação da operação do sistema a usinas individualizadas, com o auxílio do modelo Suishi-O; e
4. análise da confiabilidade integrada geração/transmissão, utilizando o modelo Confint.

Após a simulação, é feita a análise dos resultados. A avaliação das condições de atendimento ao mercado de energia é feita através dos seguintes parâmetros (ONS, 2003b): riscos de não atendimento à carga própria de energia no horizonte de estudo; valor esperado dos déficits de energia; valor esperado de geração térmica; estimativas de intercâmbios entre regiões; estimativas de evolução dos custos marginais de operação; estimativas de intercâmbios

internacionais; evolução dos níveis de armazenamento do sistema com séries históricas de vazões; e consequências operativas decorrentes da análise dos casos alternativos ao caso base.

A avaliação das condições de atendimento à demanda é baseada nos resultados fornecidos pela simulação da operação do sistema e da análise da confiabilidade integrada geração/transmissão. Avaliam-se os seguintes aspectos (ONS, 2003b): condições de atendimento à demanda máxima do sistema no horizonte de estudo; necessidade de adequação do cronograma de manutenção de unidades geradoras para o atendimento à ponta do sistema; índices estatísticos de confiabilidade: LOLP – probabilidade de déficit de potência, LOLE – valor esperado em horas de déficit de potência, EPNS – valor esperado do déficit de potência, EENS – valor esperado da energia não suprida, LOLF – valor esperado do número de ocorrências de déficit de potência e LOLD – valor esperado da duração do déficit de potência; índices de sensibilidade da LOLP em relação a reforços de interligação; e consequências decorrentes do atraso de obras da geração/transmissão.

Estimativas dos montantes de suprimento/recebimento associados ao intercâmbio de energia, a disponibilização dos resultados e a sua análise, pelos agentes do setor, encerram as etapas que compõem o planejamento anual da operação energética.

5.3.2 Programa mensal da operação energética

O programa mensal da operação energética (PMO) estabelece as diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do Sistema Interligado Nacional. O ONS elabora este documento com a participação dos agentes. Ele possui um horizonte mensal, discretizado em etapas semanais e por patamar de carga. Sua revisão é semanal. O programa fornece metas e diretrizes a serem seguidas na programação diária da operação e na operação em tempo real.

São considerados produtos do PMO (ONS, 2003b):

- O despacho de geração, por patamar de carga e média semanal, das usinas hidráulicas despachadas de forma centralizada;
- O despacho de geração, por patamar de carga e média semanal, das usinas hidráulicas e térmicas não despachadas de forma centralizada, conforme informado pelos agentes proprietários;
- O despacho de geração, por patamar de carga e seu valor médio semanal, da usina de Itaipu, para suprimento ao Sistema Brasileiro, discretizado nos setores de 50 Hz e 60 Hz;
- O despacho de geração das usinas termelétricas, por patamar de carga e seu valor médio semanal, para complementação energética, ou para atendimento às restrições elétricas e/ou operativas das usinas, bem como para atender às restrições contratuais, quando houver;
- A geração térmica total mensal e estimativa do consumo de combustível, por usina, para a previsão de reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis do Sistema Interligado – CCC;
- A disponibilidade de geração no patamar de carga pesada das usinas hidráulicas;
- Os níveis meta de armazenamento dos reservatórios, ao final de cada semana operativa;
- A energia média vertida turbinável e não turbinável, por patamar de carga e seus valores médios semanais;
- O balanço operativo de demanda instantânea por subsistema, em uma base semanal;
- As condições de atendimento à demanda do SIN;
- Os cronogramas finais de manutenção de unidades geradoras hidráulicas e térmicas, de forma a minimizar os riscos no atendimento à ponta e/ou restrições à otimização energética indicada para o SIN;
- Os custos marginais de operação energética semanais, por patamar de carga e por subsistema;
- Os balanços de energia por agentes e subsistemas, em uma base semanal;
- Os intercâmbios de energia entre os subsistemas, por patamar de carga e média semanal;
- Os intercâmbios de energia entre os agentes, por patamar de carga e média semanal;
- Os intercâmbios internacionais médios semanais e por patamar de carga;
- As diretrizes energéticas a serem implementadas pelas áreas de programação diária da operação e operação em tempo real, de forma a viabilizar o cumprimento da política de operação para o SIN definida no PMO;

- O *deck* de dados do modelo Newave, utilizado no PMO, para encaminhamento aos agentes;
- O *deck* de dados do modelo Decomp, para encaminhamento aos agentes; e
- Os custos marginais de operação semanais, por patamar de carga.

As etapas do processo de elaboração do PMO se iniciam com o recebimento e consolidação de dados e informações provenientes dos agentes. Recebido os dados, procede-se à sua consistência e consolidação, para, depois, incorporá-los aos dados de entrada dos modelos de otimização.

O ONS é responsável por alguns dados de entrada do PMO originados de processos da cadeia de planejamento. Estes dados de obtenção interna de informações são: previsão de vazões, volumes de espera dos reservatórios, restrições operativas hidráulicas e características físico-operativas das usinas hidráulicas; reserva de potência; previsão do consumo de energia e da demanda instantânea para a elaboração do PMO; gerações mínimas das usinas hidráulicas e térmicas nos patamares de carga, por razões de confiabilidade elétrica; limites elétricos de transmissão entre subsistemas e desligamentos no sistema de transmissão programados para o período do estudo; limites máximos de intercâmbio de energia, na forma de médias semanais, alocáveis entre subsistemas; e cronogramas de obras da expansão do sistema.

Na etapa seguinte se utiliza os programas Newave e Decomp; para isso, há a necessidade de se atualizar os arquivos de dados de entrada destes programas. A função custo futuro, calculada pelo modelo Newave, é atualizada mensalmente, na elaboração do PMO, de forma a ajustar as estratégias de médio prazo, provenientes do planejamento anual da operação energética.

A execução do modelo Decomp serve para definir os valores de despacho de geração das usinas hidráulicas e termelétricas, intercâmbios entre subsistemas e evolução dos armazenamentos de cada reservatório (ONS, 2003b).

A análise das condições de atendimento à demanda máxima semanal prevista é feita através do balanço operativo de demanda na ponta e tem como objetivo avaliar as condições de

atendimento à demanda máxima instantânea semanal, definindo a ordem das manutenções em unidades geradoras, que garantam a reserva de potência. Parte-se da premissa da possibilidade de ocorrência da demanda máxima instantânea em qualquer dia útil da semana. As manutenções são tratadas como determinísticas e baseadas, inicialmente, no cronograma de manutenções não consolidado, informado pelos agentes. O balanço é realizado para cada dia do mês de estudo.

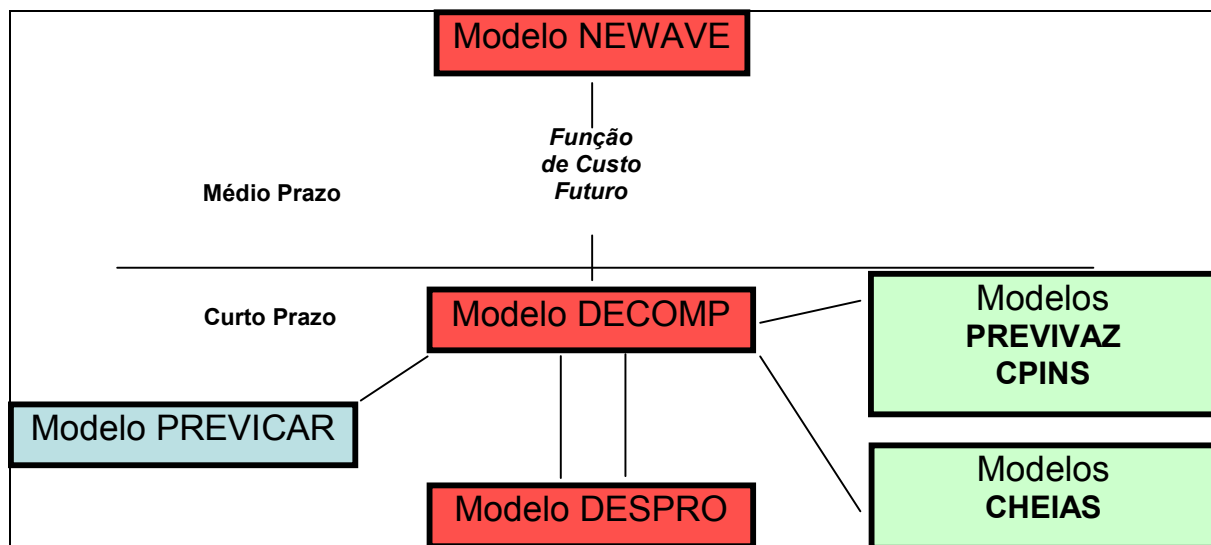
Com base nos resultados do balanço de demanda por subsistema, efetua-se a coordenação dos cronogramas de manutenção das unidades geradoras hidráulicas e térmicas, re-allocando, ou cancelando-se, eventualmente, manutenções de unidades geradoras. Após essa coordenação, um cronograma final é definido, com o objetivo de minimizar os riscos operativos para o atendimento à ponta.

A definição do cronograma final de manutenção influencia diretamente nos resultados da simulação com o Newave e com o Decomp. A simulação com o Newave é afetada no que diz respeito à obtenção da função custo futuro e os resultados do Decomp nos novos valores de despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas, intercâmbios entre subsistemas e evolução dos armazenamentos de cada reservatório.

Definida a geração de cada usina térmica e hidráulica, os intercâmbios entre subsistemas, os custos marginais de operação e a evolução dos armazenamentos de cada reservatório, tem-se, então, dados suficientes para se definir a política de operação energética para o período em estudo.

Para auxiliar na análise do atendimento energético, adota-se, desde a época do racionamento de 2001, um mecanismo de representação da aversão ao risco de racionamento, externo aos programas computacionais. Trata-se de uma curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas. Este mecanismo assegura que o armazenamento do reservatório equivalente de cada subsistema, considerando a ordem de mérito, as restrições do sistema, a disponibilidade dos demais subsistemas e a utilização dos recursos energéticos disponíveis seja superior ao da curva de segurança.

Os modelos utilizados no PMO são o Newave, Decomp, Despro, Previvaz, Cepins, Cheias e Previcar. Todos estes modelos são comentados na seção 5.2 deste capítulo. A Figura 5.8 mostra o fluxograma dos programas usados no PMO.



Fonte: Procedimentos de Rede. Submódulo 7.3.

Figura 5.8 – Fluxograma dos modelos computacionais utilizados na elaboração do PMO

5.3.3 Programação diária da operação

O objetivo da programação diária da operação é estabelecer os programas diários de carga, geração e intercâmbios do SIN, otimizando a operação pelo suprimento *“nas melhores condições técnicas (elétricas e energéticas), econômicas e com maior segurança operacional possível para atendimento às demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes”* (ONS, 2003b).

A programação diária obedece as seguintes diretrizes e restrições (ONS, 2003b):

- políticas e diretrizes do programa mensal de operação energética e suas revisões semanais;

- restrições elétricas entre e intra-subsistemas;
- cronogramas de manutenção de unidades geradoras;
- programa de intervenções em instalações da rede de operação;
- restrições hidráulicas, de uso múltiplo das águas e ambientais; e
- restrições em instalações e equipamentos.

A periodicidade desta programação é diária, com uma discretização de meia em meia hora.

5.4 A manutenção no planejamento da operação de geração elétrica no Brasil

O planejamento da operação a médio prazo do parque gerador interligado no Brasil adota algumas simplificações para o tratamento dos programas de manutenção. O modelo Newave, principal responsável pela otimização da geração neste horizonte, considera uma taxa média de indisponibilidade forçada e programada para as unidades geradoras, para todo o período de planejamento. Esta simplificação não reflete corretamente a disponibilidade de geração mensal para o período de planejamento. Já o modelo Decomp, utilizado na otimização para o curto prazo, considera o cronograma de manutenção programada dos grupos turbina gerador através das taxas de disponibilidades médias em cada estágio. As taxas são calculadas para cada usina, levando em consideração o período de manutenção e a potência indisponibilizada.

As empresas proprietárias das usinas geradoras de energia elétrica são responsáveis pelas manutenções programadas em suas unidades geradoras, não cabendo ao ONS determinar, a estas empresas, a realização de programas de manutenção. O cronograma de manutenção de cada unidade geradora deve ser passado, pelos proprietários das usinas, ao ONS, conforme descrito nos Procedimentos de Rede (ONS, 2003b) e discutido na seção 5.3 deste capítulo. Se o ONS detectar algum problema no atendimento da ponta de carga dos subsistemas por conta de acúmulos de manutenção de unidades geradoras, ele negocia com os proprietários destas unidades postergações nos seus cronogramas de manutenção. É o tratamento convencional dos cronogramas de manutenção, conforme discutido no capítulo três, extensivamente utilizado no

planejamento da operação de parques geradores predominantemente termelétricos, onde as necessidades de expansão destes parques são determinadas pelo crescimento da carga de ponta.

Conforme comentado no capítulo três, em parques geradores predominantemente hidrelétricos, como o brasileiro, a expansão é quase sempre determinada pelo crescimento dos requisitos de energia, e não de ponta. Logo, nestes casos, é importante se analisar o impacto dos programas de manutenção sobre o atendimento destes requisitos e se buscar otimizar os cronogramas de manutenção sob esta ótica.

Como até recentemente não havia nenhuma diretriz do ONS, ou da ANEEL, neste sentido, os agentes geradores organizavam os cronogramas de manutenção de suas unidades geradoras de forma a minimizar seus custos com tal atividade e ajustavam, eventualmente, estes cronogramas, ao longo do tempo, como resultado de negociações com o ONS, conforme mencionado acima.

Este quadro mudou nos últimos dois anos, com o estabelecimento, pela ANEEL, do mecanismo de redução da energia assegurada (MRA), que penaliza financeiramente, com reduções da energia assegurada, os proprietários de usinas hidrelétricas que apresentarem indicadores de desempenho nos seus programas de manutenção inferiores a padrões estabelecidos pela ANEEL. Esta é, então, uma nova sinalização, de cunho sistêmico, para que haja uma busca de otimização, pelos agentes geradores, de seus programas de manutenção, sob o risco de, não fazendo isto, poderem ter reduzida a energia assegurada de suas usinas.

Esta nova “regra do jogo” foi um dos grandes motivadores do desenvolvimento de um modelo de otimização da operação, complementar à otimização efetuada pelo ONS no SIN, do parque gerador de uma empresa concessionária geradora no Estado de São Paulo, descrita no capítulo seis, e que contempla os cronogramas de manutenção das unidades geradoras desta empresa.

Capítulo 6

Planejamento da Operação: Um Estudo de Caso na AES Tietê

6.1 Motivação para a pesquisa sobre o planejamento da manutenção

No Brasil, a remuneração da geração de energia elétrica produzida por hidrelétricas se dá através de um valor fixo, onde a energia remunerada não condiz com a produção da usina, mas reflete o histórico das vazões afluentes à mesma. Esta metodologia penaliza a eficiência dos geradores, já que qualquer melhoria na eficiência, e conseqüente aumento da geração média, não é devidamente remunerada. Sem uma premiação à eficiência, as empresas proprietárias das geradoras hidráulicas buscarão sempre a manutenção de menor custo. Em 2003, a ANEEL, através da Resolução nº 688, decidiu mudar este quadro, vinculando o cálculo da energia a ser remunerada não somente à energia assegurada, mas, também, ao índice de disponibilidades das unidades geradoras.

Frente a esta nova realidade, a AES Tietê contratou a Unicamp, através de um projeto de P&D, para desenvolver um algoritmo de planejamento da operação de usinas hidrelétricas em cascata que determine a melhor locação temporal da manutenção das suas unidades geradoras nos rios Tietê e Pardo, propiciando o melhor índice de disponibilidade possível. Desde a concepção do projeto, a idéia foi criar uma ferramenta a mais flexível possível, que pudesse ser adaptada a futuras mudanças regulatórias (Lopes e Barbosa, 2005). Por envolverem um importante uso múltiplo da água – a navegação, no caso das usinas do rio Tietê, e serem de porte relativamente reduzido (sobretudo as usinas do rio Pardo), o ONS concede um elevado grau de liberdade para a

AES Tietê operar cada uma destas usinas, desde que as metas de geração para o conjunto delas, estabelecidas pelo operador, após consultas à concessionária, sejam obedecidas. Há, portanto, a oportunidade para se desenvolver o modelo de otimização proposto neste projeto.

6.2 Objetivos do projeto de pesquisa e características das usinas da AES Tietê

No Brasil já foram feitos muitos trabalhos envolvendo o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, mas o planejamento da parada de máquinas para manutenção ainda segue regras de tempos limites para estas paradas, sem levar em consideração o quesito hidrologia. Propô-se, então, no projeto de pesquisa para a AES Tietê, o desenvolvimento de um sistema computacional, com suporte em um modelo de otimização, para o planejamento da operação do parque gerador desta concessionária, capaz de estabelecer regras operacionais para a geração em cada usina, bem como o agendamento da manutenção preventiva das unidades geradoras.

A Resolução ANEEL nº 688/2003 vincula a receita das empresas proprietárias das unidades geradoras de energia elétrica com o histórico hidrológico e com o índice de disponibilidade das usinas hidrelétricas. A ANEEL compara o índice de disponibilidade utilizado para o cálculo da energia assegurada das usinas, com o índice de disponibilidade médio observado durante os sessenta últimos meses. Caso este último seja inferior ao utilizado no cálculo da energia assegurada, há uma redução na energia assegurada da usina hidrelétrica de acordo com o novo índice observado durante o período em questão. O índice de disponibilidade (*ID*) é calculado através da equação (6.1), com base nas taxas equivalentes de indisponibilidade forçada, *TEIF*, e de indisponibilidade programada, *TEIP*, das usinas.

$$ID = (1 - TEIF) * (1 - TEIP) \quad (6.1)$$

O cálculo da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (*TEIF*) é feito, para cada usina, da seguinte maneira:

$$TEIF = \frac{HDF + HEDF}{HS + HDF + HDR + HDCE} \quad (6.2)$$

onde:

- HDF* - horas de desligamento forçado;
- HEDF* - horas equivalentes de desligamento forçado - a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada;
- HS* - horas em serviço - a unidade opera sincronizada ao sistema;
- HDR* - horas de reserva desligada - a unidade não está em serviço por interesse sistêmico, apesar de disponível para operação; e
- HDCE* - horas desligadas por condições externas - a unidade não está em serviço por condições externas às suas instalações.

A Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) de cada usina é obtida com o uso da equação (6.3).

$$TEIP = \frac{HDP + HEDP}{HP} \quad (6.3)$$

onde:

- HDP* - horas de desligamento programado;
- HEDP* - horas equivalentes de desligamento programado - a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada; e
- HP* - total de horas do período de apuração considerado - mês.

Na apuração da TEIF e da TEIP pode ser desconsiderada a indisponibilidade decorrente dos seguintes motivos, desde que justificados adequadamente pelo agente de geração:

- (i) períodos atípicos relativos ao início de operação comercial de unidade geradora, seja ela nova ou tenha sido objeto de modernização ou reforma que traga ganhos operativos ao sistema elétrico;

- (ii) manutenção programada de longa duração, relativa à modernização ou reforma, durante período determinado pelo órgão regulador;
- (iii) modernização ou reforma que traga ganhos operativos ao sistema elétrico, no período acumulado de até 6 (seis) meses durante 15 (quinze) anos ou de até 12 (doze) meses no período de 30 (trinta) anos de operação comercial da unidade geradora, desde que não esteja contemplada no item (ii), de acordo com a legislação vigente.

As manutenções programadas, também designadas como manutenções programadas preventivas (MPPs), de unidades geradoras de usinas hidrelétricas são classificadas, quanto ao período de manutenção e sua recorrência, na AES/Tietê como:

- MPP1: 3 a 4 dias a cada 8.000 horas (ou seja, aproximadamente 1 manutenção / ano);
- MPP2: 30 dias a cada 40.000 horas (4,5 anos) a 60.000 horas (7 anos) de funcionamento das máquinas (há substituição dos equipamentos principais); e
- MPP3: até 1 ano de duração a cada 150.000 horas (17 anos) a 160.000 horas (18,5 anos) de funcionamento da máquina.

O horizonte de planejamento de operação adotado no projeto é de 24 meses, com uma discretização mensal. O primeiro mês neste horizonte é o mês de maio. Neste horizonte, o algoritmo desenvolvido otimiza as manutenções do tipo MPP2. As manutenções do tipo MPP1 são muito curtas para o intervalo de discretização adotado, não sendo, por conseguinte, objeto de otimização no projeto. Os períodos das manutenções do tipo MPP3 já agendadas são fornecidos como dados de entrada para o algoritmo.

Com base em considerações técnicas, os períodos mais cedo e mais tarde para a realização das manutenções do tipo MPP2 das usinas também são fornecidos como dados de entrada e o algoritmo seleciona o melhor mês, neste intervalo, para se realizar estas manutenções.

As principais características técnicas das usinas da AES Tietê objeto de otimização da sua operação e manutenção neste projeto são relacionadas a seguir. A localização destas usinas, todas no Estado de São Paulo, está ilustrada na Figura 6.1. A usina de Água Vermelha, localizada no

Rio Grande, que também pertence à AES Tietê, não fez parte do exercício de otimização deste projeto, já que, dada a sua grande importância no funcionamento da cascata deste rio, que contempla usinas de grande porte de outras empresas concessionárias, o ONS propicia poucos graus de liberdade para a AES Tietê interferir na sua operação.



Fonte: AES, <http://www.aestiete.com.br/conheca/atuacao.htm>

Figura 6.1 – Localização das usinas da AES Tietê

As cotas e os volumes mínimo e máximo dos reservatórios das usinas da AES Tietê simuladas no projeto estão indicados na Tabela 6.1.

A produtividade específica de uma usina hidrelétrica i , $PRTSP_i$, é o quociente da sua potência instalada, POT_i , em MW, pelo produto da sua vazão turbinada máxima, $\bar{u}_i$, em m^3/s , e a altura de queda bruta nominal da usina subtraída da perda de carga média no seu circuito hidráulico, PC_i , em metros, conforme indicado na equação (6.4).

$$PRTSP_i = \frac{POT_i}{u_i * (HB_i - PC_i)} \quad (6.4)$$

Tabela 6.1 – Cotas e volumes mínimos e máximos dos reservatórios das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo

Usinas	Rio	Cota mínima do reservatório	Volume mínimo do reservatório	Cota máxima do reservatório	Volume máximo do reservatório
		[m]	[hm ³]	[m]	[hm ³]
UHE Barra Bonita	Tietê	439,50	569,00	451,50	3135,00
UHE Bariri	Tietê	426,50	544,00	427,50	544,00
UHE Ibitinga	Tietê	403,50	985,00	404,00	985,00
UHE Promissão	Tietê	379,70	5280,00	384,00	7408,00
UHE Nova Avanhandava	Tietê	356,00	2700,00	358,00	2700,00
UHE Caconde	Pardo	825,00	51,00	855,00	555,00
UHE Euclides da Cunha	Pardo	659,50	14,00	665,50	14,00
UHE Limoeiro	Pardo	563,00	25,00	573,00	25,00

A Tabela 6.2 mostra as produtibilidades específicas de cada usina da AES Tietê localizada nos rios Tietê e Pardo.

Tabela 6.2 – Produtibilidades específicas das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo

Usinas	Rio	PRTSP
UHE Barra Bonita	Tietê	0,008456568
UHE Bariri	Tietê	0,008483071
UHE Ibitinga	Tietê	0,00842274
UHE Promissão	Tietê	0,009560548
UHE Nova Avanhandava	Tietê	0,008537311
UHE Caconde	Pardo	0,008741031
UHE Euclides da Cunha	Pardo	0,008734185
UHE Limoeiro	Pardo	0,008433481

O polinômio cota x volume relaciona o volume do reservatório da usina hidrelétrica i, no período de tempo t, $x_{t,i}$, com a cota de seu nível d'água em relação ao nível do mar, $COTA_RESERV_{t,i}$, conforme indicado na equação (6.5).

$$COTA_RESERV_{t,i} = A_0 + A_1 * x_{t,i} + A_2 * x_{t,i}^2 + A_3 * x_{t,i}^3 + A_4 * x_{t,i}^4 \quad (6.5)$$

A Tabela 6.3 mostra os coeficientes dos polinômios cota x volume para cada usina da AES Tietê objeto de otimização no projeto.

Tabela 6.3 – Coeficientes dos polinômios das curvas cota x volume das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo

Usinas	A0	A1	A2	A3	A4
UHE Barra Bonita	4,339750E+02	1,069340E-02	-2,445650E-06	2,564340E-10	0
UHE Bariri	4,275000E+02	0	0	0	0
UHE Ibitinga	4,040000E+02	0	0	0	0
UHE Promissão	3,653570E+02	3,373470E-03	-1,461670E-07	4,121020E-12	0
UHE Nova Avanhandava	3,580000E+02	0	0	0	0
UHE Caconde	8,169740E+02	1,830520E-01	-4,709480E-04	6,994890E-07	-4,001060E-10
UHE Euclides da Cunha	6,650000E+02	0	0	0	0
UHE Limoeiro	5,730000E+02	0	0	0	0

O polinômio da curva-chave relaciona a vazão defluente de um aproveitamento hidrelétrico i, no período de tempo t, (vazão turbinada, $u_{t,i}$, mais vazão vertida, $s_{t,i}$) com a cota do nível d'água no canal de fuga da casa de força da usina, $COTA_JUS_{t,i}$, de acordo com a equação (6.6).

$$COTA_JUS_{t,i} = C_0 + C_1 * (u_{t,i} + s_{t,i}) + C_2 * (u_{t,i} + s_{t,i})^2 + C_3 * (u_{t,i} + s_{t,i})^3 + C_4 * (u_{t,i} + s_{t,i})^4 \quad (6.6)$$

A Tabela 6.4 mostra os coeficientes dos polinômios da curva-chave das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo..

Tabela 6.4 – Coeficientes dos polinômios da curva-chave dos aproveitamentos hidrelétricos da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo

Usinas	C0	C1	C2	C3	C4
UHE Barra Bonita	4,254910E+02	3,194430E-03	-1,647400E-07	-9,275360E-11	0
UHE Bariri	4,023490E+02	6,939990E-03	-7,083680E-06	3,997890E-09	-8,285990E-13
UHE Ibitinga	3,799160E+02	3,615950E-03	-1,277460E-06	1,557160E-10	0
UHE Promissão	3,544870E+02	3,371670E-03	-1,584970E-06	7,809170E-10	-1,667470E-13
UHE Nova Avanhandava	3,232200E+02	2,899400E-03	-6,555800E-07	9,319510E-11	-5,135500E-15
UHE Caconde	7,490250E+02	2,567430E-02	-4,559900E-05	2,873100E-08	0
UHE Euclides da Cunha	5,677090E+02	6,357940E-02	-1,130880E-04	7,347350E-08	0
UHE Limoeiro	5,461000E+02	7,893910E-03	-7,750940E-06	3,021800E-09	0

As Tabelas 6.5 e 6.6 mostram as potências instaladas e os engolimentos máximos, respectivamente, das turbinas das usinas da AES Tietê analisadas neste projeto.

Tabela 6.5 – Potências instaladas, em MW, de cada turbina das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo

Usinas	Turbina 1	Turbina 2	Turbina 3	Turbina 4	Pot Total
UHE Barra Bonita	35,19	35,19	35,19	35,19	140,76
UHE Bariri	47,70	47,70	41,70	-	137,10
UHE Ibitinga	43,83	43,83	43,83	-	131,49
UHE Promissão	88,00	88,00	88,00	-	264
UHE Nova Avanhandava	115,8	115,8	115,8	-	347,4
UHE Caconde	39,2	41,2	-	-	80,4
UHE Euclides da Cunha	27,2	27,2	27,2	27,2	108,8
UHE Limoeiro	16,1	16,1	-	-	32

A perda de carga no circuito hidráulico destas usinas, como uma porcentagem da sua queda bruta nominal, está indicada na Tabela 6.7.

Os outros dados de entrada para o algoritmo de otimização são:

- Vazões afluentes, em porcentagem da média de longo prazo (MLT);
- Índice de disponibilidade observado, para os últimos 36 meses anteriores ao início do período de planejamento, para cada usina (IDOBIS);
- Índice de disponibilidade de referência para cada usina (IDREF). Utilizou-se o valor 0,95 para todas as usinas;

- Peso associado a cada usina, para efeito de prioridade de manutenção (W). Nas simulações realizadas neste capítulo, utilizou-se o mesmo peso para todas as usinas;
- Horas de desligamento programado (HDP), além da MPP2; e
- Número de horas do mês (NHM);

Tabela 6.6 – Número de turbinas e seu engolimento máximo, em m³/s, nas usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo

Usinas	Número de turbina	Engolimento max. das turbinas
	[un.]	[m ³ /s]
UHE Barra Bonita	4	708,3
UHE Bariri	3	673,4
UHE Ibitinga	3	727,8
UHE Promissão	3	1131,7
UHE Nova Avanhandava	3	1370,1
UHE Caconde	2	87,6
UHE Euclides da Cunha	4	135,4
UHE Limoeiro	2	148,8

Tabela 6.7 – Porcentagens de perda de carga, em relação à queda bruta nominal, no circuito hidráulico das usinas da AES Tietê nos rios Tietê e Pardo

Usinas	Porcentagem da queda bruta nominal definida como perda de carga
	[%]
UHE Barra Bonita	0,93
UHE Bariri	0,90
UHE Ibitinga	1,40
UHE Promissão	2,12
UHE Nova Avanhandava	1,79
UHE Caconde	2,04
UHE Euclides da Cunha	2,22
UHE Limoeiro	1,36

6.3 O algoritmo desenvolvido no projeto

6.3.1 Função objetivo

O algoritmo desenvolvido no projeto contempla três funções objetivo, conforme indicado na expressão (6.7). A primeira delas é a minimização do vertimento das usinas; esta função objetivo é utilizada sempre. A segunda função objetivo permite manter o volume de água armazenado no reservatório de cada usina ao final de cada período o mais próximo do volume máximo possível. A terceira função objetivo minimiza o fator de indisponibilidade das usinas, tomando como base os 36 últimos meses observados e os 24 meses do horizonte de planejamento. Os parâmetros F_1 e F_2 são pesos atribuídos à segunda e à terceira função objetivo, respectivamente. Adotando-se um valor igual a zero para algum destes parâmetros, exclui-se a função objetivo correspondente do processo de otimização.

$$FO \rightarrow Min(Z) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \left\{ s_{t,i} + F_1 * (\bar{x}_i - XF_{t,i})^2 + F_2 * W_i * (1 - FID_{t,i})^2 \right\} \quad (6.7)$$

onde:

- | | |
|-------------|---|
| $s_{t,i}$ | - vazão vertida na usina i , no período t ; |
| $XF_{t,i}$ | - armazenamento do reservatório da usina i , no final do período t ; |
| $\bar{x}_i$ | - volume máximo do reservatório da usina i ; |
| W_i | - peso associado a cada usina i , para definir prioridades de manutenção; e |
| $FID_{t,i}$ | - fator de indisponibilidade da usina i período t . |

6.3.2 As restrições matemáticas do problema de otimização

Apresenta-se, primeiro, as restrições matemáticas referentes à operação das usinas, e, a seguir, as restrições relativas à sua manutenção.

6.3.2.1 Limites operacionais e de armazenamento hídrico

As expressões a seguir correspondem às equações de balanço hídrico nos reservatórios das usinas (6.8), às limitações inferiores e superiores dos volumes armazenados nestes reservatórios (6.9) e (6.10) e a limites nos deplecionamentos dos reservatórios.

$$XF_{t,i} = XINI_{t,i} + \left\{ \left[(PERCENTMLT_{t,i} * MLTINC_{t,i}) - u_{t,i} - s_{t,i} + VS_{t,i}^M \right] * 0,0036 * NHM_t \right\} \quad (6.8)$$

$$\underline{x}_i > XINI_{t,i} > \bar{x}_i \quad (6.9)$$

$$\underline{x}_i > XF_{t,i} > \bar{x}_i \quad (6.10)$$

$$XINI_{t,i} - XF_{t,i} < \left(DEP_i * \frac{XINI_{t,i} + XF_{t,i}}{2} - \underline{x}_i \right) \quad (6.11)$$

onde:

- $XINI_{t,i}$ - armazenamento inicial do reservatório da usina i , no período t ;
- $XF_{t,i}$ - armazenamento final do reservatório da usina i , no período t ;
- $MLTINC_{t,i}$ - vazão incremental média de longo termo afluente à usina i , no mês correspondente ao período de tempo t ;
- $PERCENTMLT_{t,i}$ - porcentagem da vazão incremental média de longo termo, que representa a vazão incremental afluente à usina i , durante o período de tempo t ;
- $u_{t,i}$ - vazão turbinada na usina i , no período t ;
- $VS_{t,i}^M$ - vazão defluente da usina M , imediatamente à montante da usina i , no período t ;
- NHM_t - número de horas do mês t ;
- $\underline{x}_i$ - volume mínimo de armazenamento no reservatório da usina i ;
- $\bar{x}_i$ - volume máximo de armazenamento no reservatório da usina i ;
- DEP_i - deplecionamento máximo mensal da usina i ;

6.3.2.2 Produtividades, potências geradas e potências instaladas

A produtividade da usina hidrelétrica i no intervalo t , $PRT_{t,i}$, é calculada através da equação (6.12), como uma função da produtibilidade específica da usina, $PRTSP_i$, da cota média da água no reservatório da usina, $COTA_RESERV_{t,i}(xmed_{t,i})$, da cota de jusante, $COTA_JUS_{t,i}(u_{t,i} + s_{t,i})$, e da perda de carga no circuito hidráulico da usina, como uma parcela da queda bruta, VPC_i . Neste cálculo, supõe-se que todas as turbinas de um aproveitamento hidrelétrico possuem o mesmo fator de produtividade.

$$PRT_{t,i} = PRTSP_i * \{ [COTA_RESERV_{t,i}(xmed_{t,i}) - COTA_JUS(u_{t,i} + s_{t,i})] * (1 - VPC_i) \} \quad (6.12)$$

onde:

$$xmed_{t,i} = \frac{XINI_{t,i} + XF_{t,i}}{2} \quad - \quad \text{média dos armazenamentos inicial e final do reservatório } i, \text{ no período } t.$$

A potência gerada pela usina i , no período de tempo t , $POT_{t,i}$, é obtida através do produto de sua produtividade pela vazão turbinada:

$$POT_{t,i} = PRT_{t,i} * u_{t,i} \quad (6.13)$$

A soma das potências instaladas disponíveis em cada usina i , no período de tempo t , $POWER_{t,i}$, é calculada através da equação (6.14):

$$POWER_{t,i} = \sum_{q=1}^Q IF_{t,i,q} * POWER_{t,i,q} \quad (6.14)$$

onde:

$$\begin{aligned} POWER_{t,i,q} & \quad - \quad \text{potência instalada de cada turbina } q, \text{ da usina } i, \text{ no período } t; \text{ e} \\ IF_{t,i,q} & \quad - \quad \text{variável inteira que indica quando a máquina } q \text{ da usina } i \text{ está} \\ & \quad \text{operando, } IF_{t,i,q} = 1, \text{ ou desativada } IF_{t,i,q} = 0, \text{ no período } t. \end{aligned}$$

Esta potência instalada total tem que ser menor do que a potência máxima da usina, $POWERMAX_i$:

$$POWER_{t,i} \leq POWERMAX_i \quad (6.15)$$

A potência total gerada por todas as usinas simuladas no período t , POT_t , é dada por:

$$POT_t = \sum_{i=1}^I POT_{t,i} \quad (6.16)$$

O valor médio da potência total gerada por todas as usinas durante os 24 meses simulados neste estudo de caso é calculado através da expressão (6.17).

$$POTMED = \sum_{t=1}^{24} POT_t \quad (6.17)$$

6.3.2.3 Limites superiores e inferiores para as vazões turbinadas

Os limites superiores e inferiores das vazões turbinadas são determinados pelas restrições físicas das máquinas em operação.

$$\underline{u}_i > u_{t,i} > \bar{u}_i \quad (6.18)$$

$$\bar{u}_i = \frac{\bar{u}_i^{aux}}{\sum_{q=1}^Q IF_{t,i,q}} \quad (6.19)$$

onde:

- $\underline{u}_i$ - engolimento mínimo das máquinas da usina i ;
- $\bar{u}_i$ - engolimento máximo das máquinas da usina i .
- $\bar{u}_i^{aux}$ - parâmetro auxiliar que permite o cálculo do engolimento máximo da usina i , em função do número de máquinas em operação na usina.

6.3.2.4 Fator de redução da energia assegurada

Conforme apresentado no início deste capítulo, o índice de disponibilidade da usina i no período t é definido como:

$$ID_{t,i} = (1 - TEIF_{t,i}) * (1 - TEIP_{t,i}) \quad (6.20)$$

onde $TEIF_{t,i}$ é um dado de entrada representado por um valor fixo e $TEIP_{t,i}$ é definido como:

$$TEIP_{t,i} = \frac{POWERMAX_i - \sum_{q=1}^Q (IF_{t,i,q} * POWER_{t,i,q})}{POWERMAX_i} \quad (6.21)$$

O índice de disponibilidade médio da usina i nos 24 meses de simulação, $idnext24_i$, é dado por:

$$idnext24_i = \sum_{t=1}^{24} \frac{ID_{t,i}}{24} \quad (6.22)$$

O índice de disponibilidade médio da usina i durante todo o período de cálculo, IDM_i , considerando os 36 meses observados e os 24 meses simulados, é definido como:

$$IDM_i = \frac{36 * IDOBS_i + 24 * idnext24_i}{60} \quad (6.23)$$

onde $IDOBS_i$ é índice de disponibilidade observada para a usina i nos 36 meses anteriores ao período de simulação.

O fator de redução da energia assegurada da usina i , FID_i , é o quociente entre IDM_i e o índice de referência, $IDREF_i$, utilizado no cálculo da energia assegurada da usina e fornecido como um dado de entrada para o algoritmo.

$$FID_i = \frac{IDM_i}{IDREF_i} \quad (6.24)$$

6.4 Simulações realizadas e seus resultados

A seguir, são apresentadas as simulações feitas com o modelo de planejamento da operação e da manutenção de unidades geradoras em usinas hidrelétricas formulado neste capítulo. A plataforma GAMS (Sistema Geral de Modelagem Algébrica), bastante utilizada no mundo todo para a resolução de modelos de pesquisa operacional, foi empregada na solução do modelo aqui formulado.

Optou-se por fazer dois tipos de simulação. O primeiro caso tem como objetivo medir a sensibilidade dos pesos atribuídos à segunda e terceira funções objetivo. O segundo caso tem como objetivo analisar a alocação da manutenção, no período de planejamento, em relação à variação do IDOBS e da afluência.

6.4.1 Caso 1

Nesta seção, emprega-se o modelo formulado para realizar simulações que visam detectar a sensibilidade dos pesos atribuídos às funções objetivo. As vazões afluentes foram fixadas em 80% da MLT e o valor do IDOBS é 0,7. O primeiro mês da simulação é maio, início do ano hidrológico.

As manutenções programadas do tipo MPP3 foram fixadas como mostra a Tabela 6.8. Os intervalos de tempo definidos na Tabela 6.9 representam o espaço de tempo disponível para o modelo definir o melhor mês para executar a manutenção do tipo MPP2 em cada unidade geradora que precisa passar por este tipo de manutenção no horizonte de planejamento considerado.

Tabela 6.8 – Manutenções programadas do tipo MPP3

	Turbina 1				Turbina 2				Turbina 3				Turbina 4			
	Ini		Fim		Ini		Fim		Ini		Fim		Ini		Fim	
	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano
UHE Barra Bonita																
UHE Bariri									4	6	11	6				
UHE Ibitinga					4	7	6	7								
UHE Promissão																
UHE Nova Avanhandava																
UHE Caconde																
UHE Euclides da Cunha	4	6	5	6												
UHE Limoeiro																

Tabela 6.9 – Períodos mais cedo e mais tarde para a realização das manutenções do tipo MPP2

	Turbina 1				Turbina 2				Turbina 3				Turbina 4			
	Ini		Fim		Ini		Fim		Ini		Fim		Ini		Fim	
	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano	mês	ano
UHE Barra Bonita													1	6	12	6
UHE Bariri																
UHE Ibitinga																
UHE Promissão	1	7	6	7												
UHE Nova Avanhandava					1	6	12	6								
UHE Caconde	4	7	9	7												
UHE Euclides da Cunha																
UHE Limoeiro					6	7	12	7								

Os pesos F_1 e F_2 atribuídos às funções objetivo foram fixados conforme indicado na Tabela 6.10.

Os resultados das simulações estão apresentados nas Figuras 6.2 a 6.23, que mostram o comportamento, ao longo do horizonte de planejamento, da potência disponível total, em MW, e da geração total, em MW médios, do conjunto de usinas simulado, assim como do volume útil total das usinas, representado na forma de um reservatório equivalente do sistema.

Tabela 6.10 – Valores assumidos para F_1 e F_2 nas simulações do Caso 1

	F_1	F_2
Simulação 1.1	1	0
Simulação 1.2	1	1
Simulação 1.3	0,5	1
Simulação 1.4	0,25	1
Simulação 1.5	0,1	1
Simulação 1.6	0,075	1
Simulação 1.7	0,025	1
Simulação 1.8	0,01	1
Simulação 1.9	0,001	1
Simulação 1.10	0,0001	1
Simulação 1.11	0	1

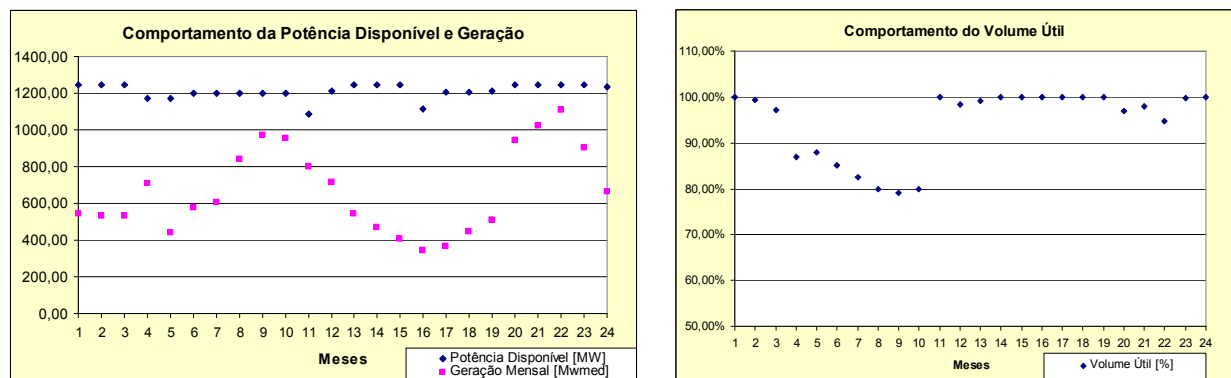


Figura 6.2 – Resultados da simulação 1.1, para $F_1 = 1$ e $F_2 = 0$

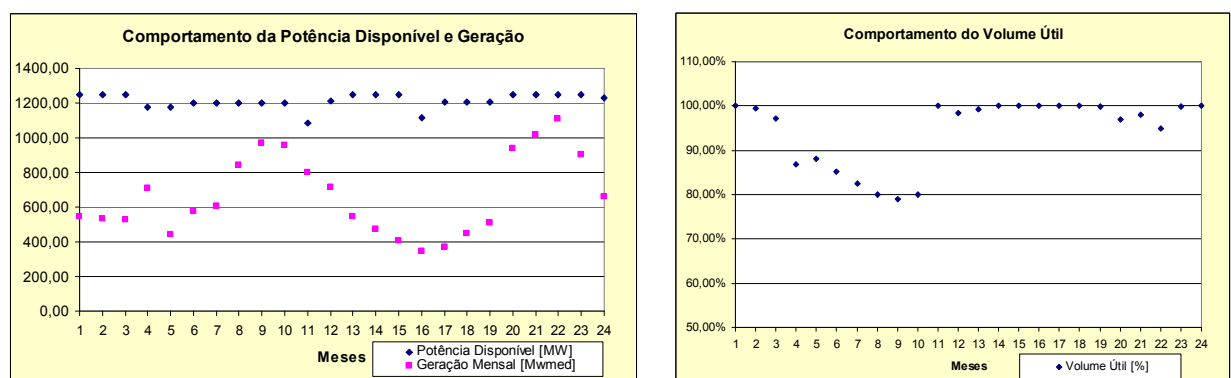


Figura 6.3 – Resultados da simulação 1.2, para $F_1 = 1$ e $F_2 = 1$

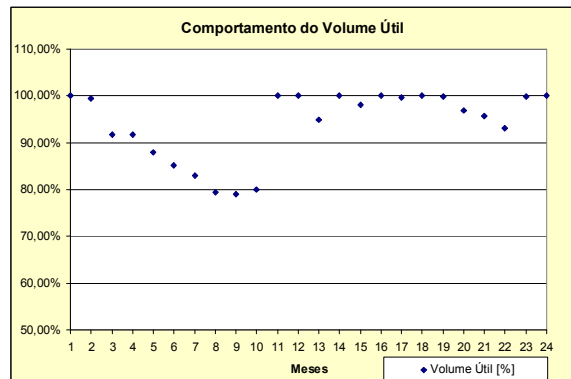
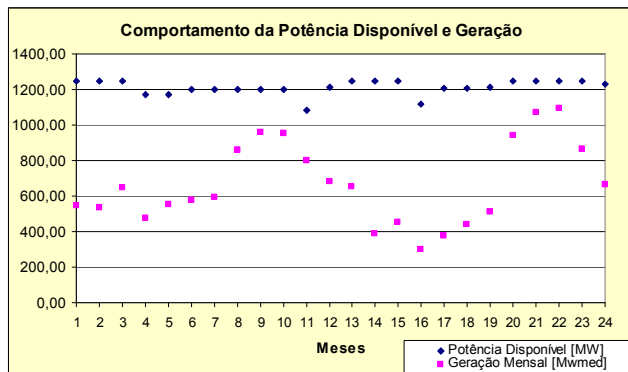


Figura 6.4 – Resultados da simulação 1.3, para $F_1 = 0,5$ e $F_2 = 1$

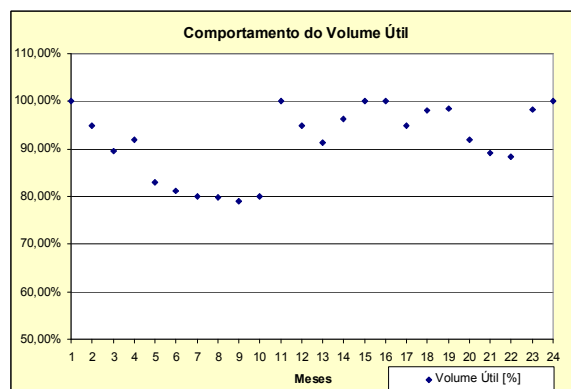
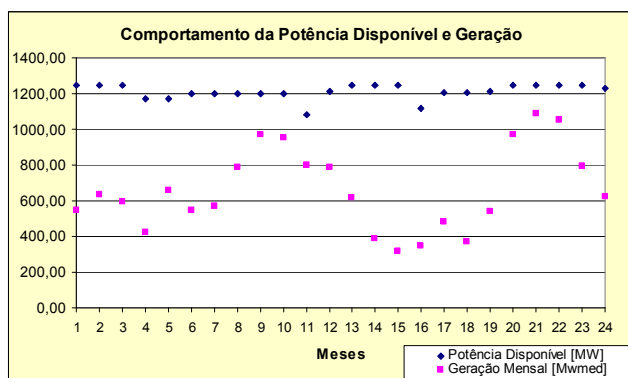


Figura 6.5 – Resultados da simulação 1.4, para $F_1 = 0,25$ e $F_2 = 1$

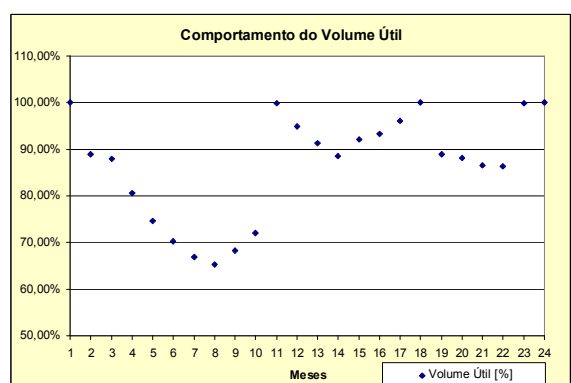
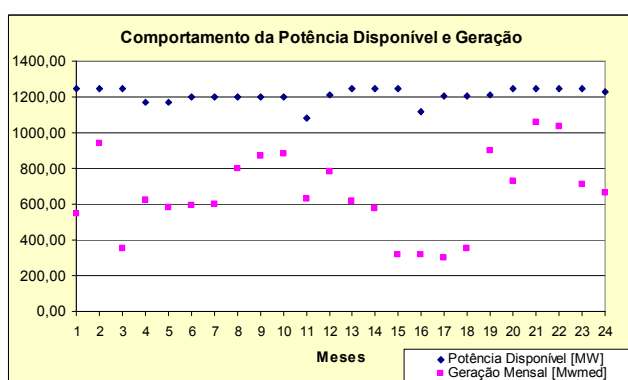


Figura 6.6 – Resultados da simulação 1.5, para $F_1 = 0,1$ e $F_2 = 1$

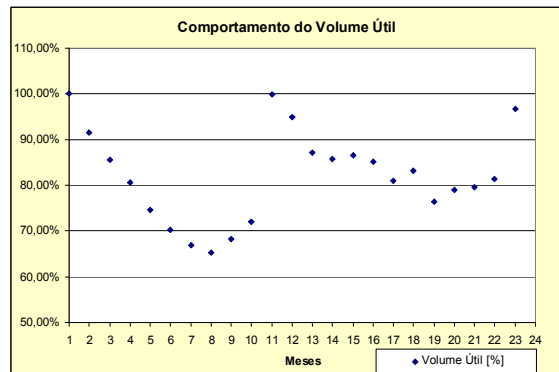
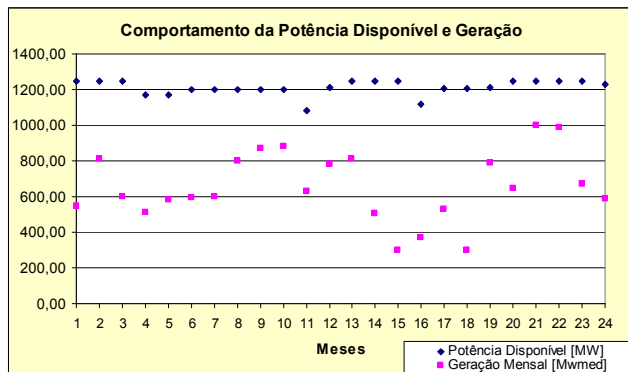


Figura 6.7 – Resultados da simulação 1.6, para $F_1 = 0,075$ e $F_2 = 1$

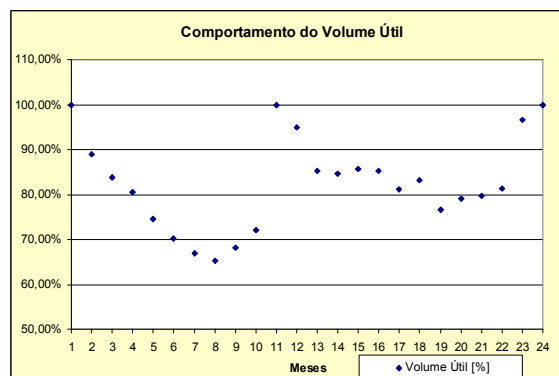
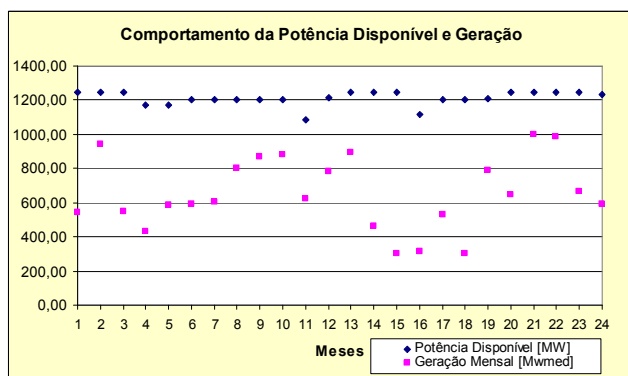


Figura 6.8 – Resultados da simulação 1.7, para $F_1 = 0,025$ e $F_2 = 1$

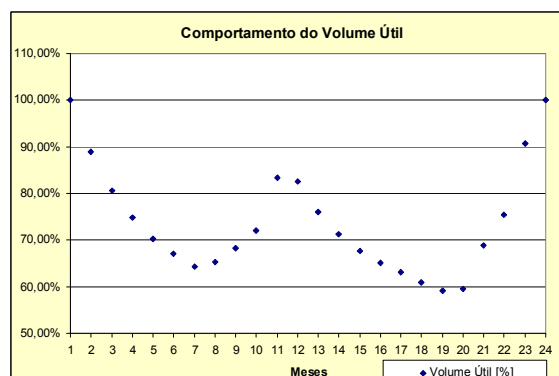
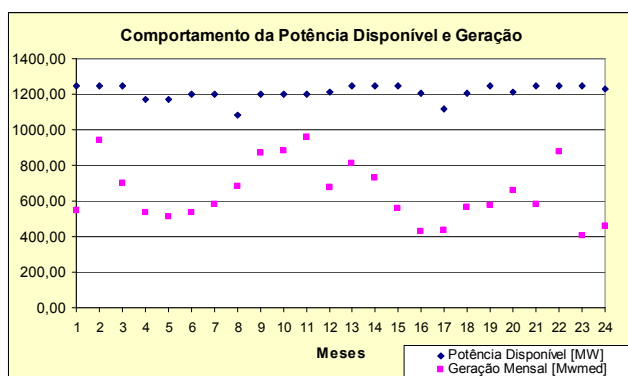


Figura 6.9 – Resultados da simulação 1.8, para $F_1 = 0,01$ e $F_2 = 1$

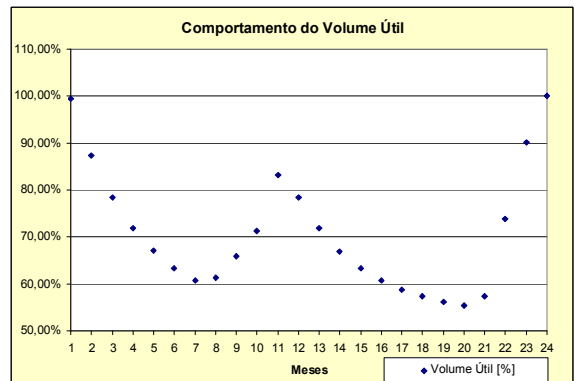
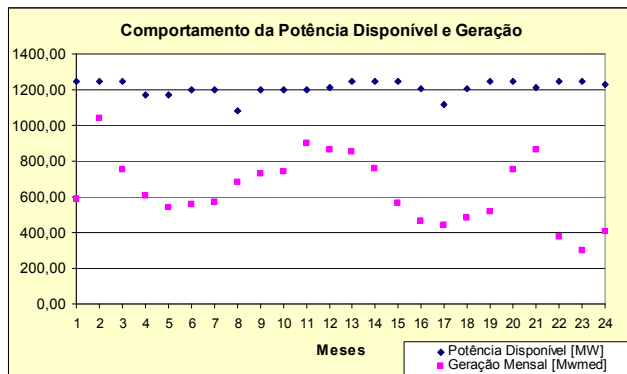


Figura 6.10 – Resultados da simulação 1.9, para $F_1 = 0,001$ e $F_2 = 1$

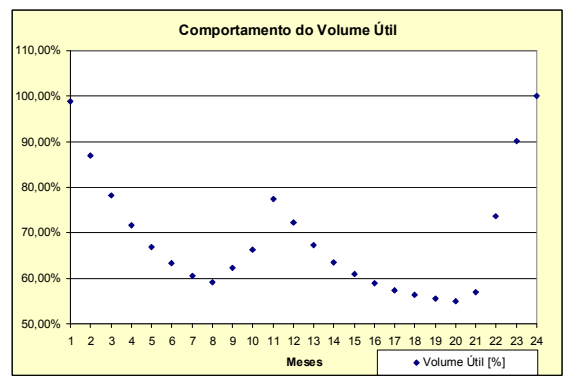
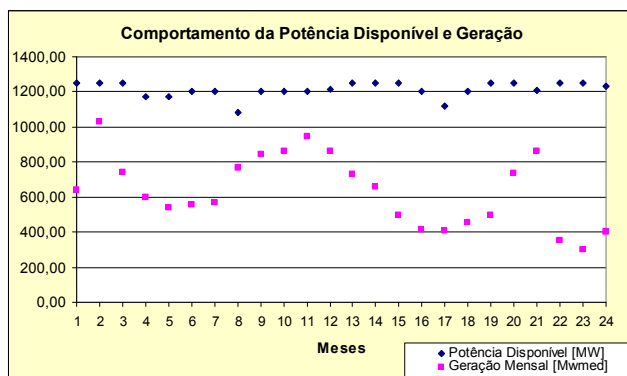


Figura 6.11 – Resultados da simulação 1.10, para $F_1 = 0,0001$ e $F_2 = 1$

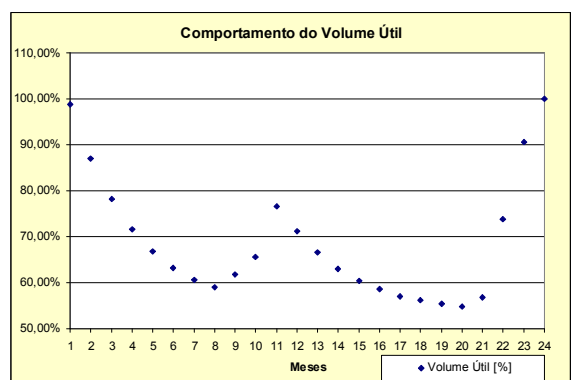
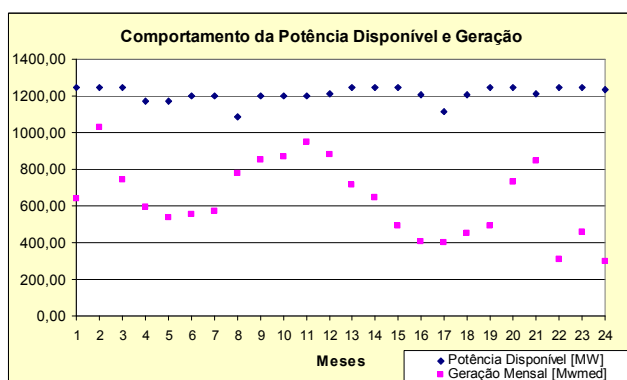


Figura 6.12 – Resultados da simulação 1.11, para $F_1 = 0$ e $F_2 = 1$

6.4.2 Caso 2

Nesta seção apresenta-se uma aplicação do modelo, que tem como objetivo analisar a alocação temporal da manutenção das unidades geradoras, considerando $F_I = 0$, variações no valor de IDOBS e variações na afluência aos reservatórios. As afluências adotadas foram 80%, 100% e 120% da MLT, enquanto que, para o IDOBS, assumiram-se os valores 0,7; 0,8 e 0,9, conforme indicado na Tabela 6.11.

As manutenções programadas do tipo MPP3 e os intervalos disponíveis para se otimizar a escolha das datas das manutenções tipo MPP2 foram os mesmos do Caso 1, ou seja, os valores que constam nas Tabela 6.8 e 6.9.

Tabela 6.11 – Valores assumidos para IDOBS e para as vazões afluentes, como % da MLT, nas simulações do Caso 2

	IDOBS	Vazões afluentes (% da MLT)
Simulação 2.1	0,7	80
Simulação 2.2	0,7	100
Simulação 2.3	0,7	120
Simulação 2.4	0,8	80
Simulação 2.5	0,8	100
Simulação 2.6	0,8	120
Simulação 2.7	0,9	80
Simulação 2.8	0,9	100
Simulação 2.9	0,9	120

O comportamento da operação das usinas ao longo do horizonte de planejamento, em termos da potência disponível total, em MW, e da geração total, em MW médios, do conjunto de usinas simulado, assim como do volume útil total das usinas, é o mesmo para os três valores simulados do IDOBS, sofrendo variações com as três hipóteses de vazões afluentes adotadas, conforme ilustrado nas Figuras 6.13 a 6.15.

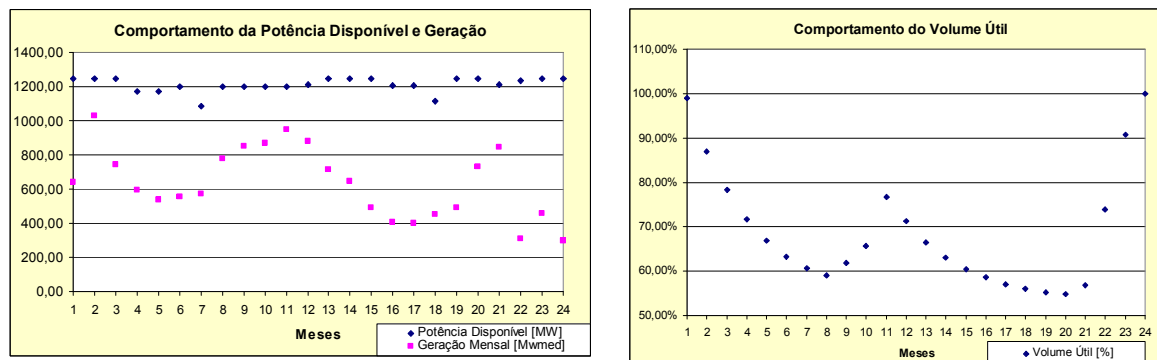


Figura 6.13 Operação do sistema simulado, com vazões afluentes correspondendo a 80% da MLT

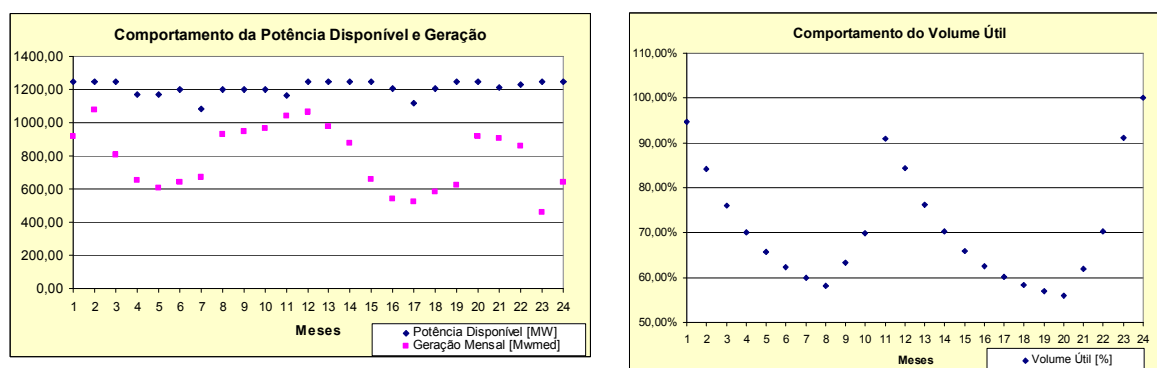


Figura 6.14 Operação do sistema simulado, com vazões afluentes correspondendo a 100% da MLT

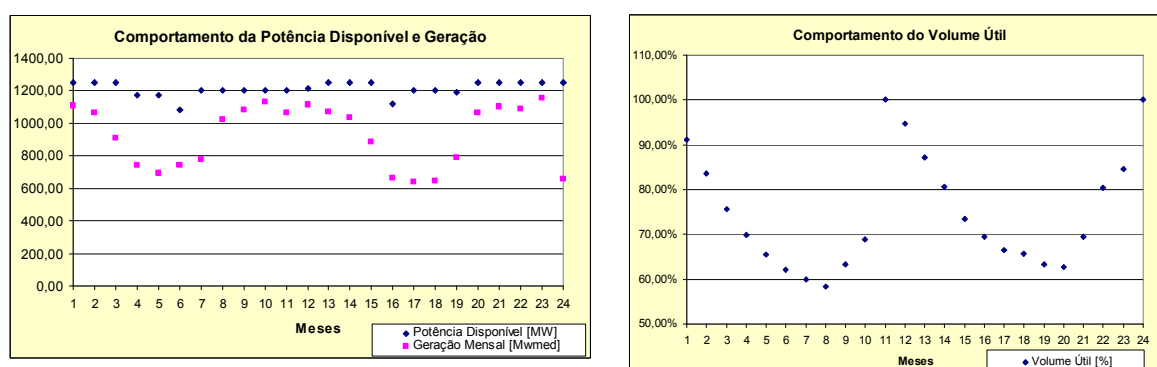


Figura 6.15 Operação do sistema simulado, com vazões afluentes correspondendo a 120% da MLT

Figura 6.16 – Alocação temporal das manutenções das unidades geradoras, com vazões afluentes correspondendo a 80% da MLT

Nota:

	Manutenções Programadas - MPP3
	Alocação das manutenções escolhidas pelo programa

	Ano	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	
	Mês	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
UHE Barra Bonita	Turb. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
UHE Bariri	Turb. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 3	1	2	3									12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
UHE Ibitinga	Turb. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15				19	20	21	22	23	24
	Turb. 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
UHE Promissão	Turb. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
UHE Nova Avanhandava	Turb. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 2	1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15		16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
UHE Caconde	Turb. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		20	21	22	23	24
	Turb. 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
UHE Euclides da Cunha	Turb. 1	1	2	3			6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Turb. 4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
UHE Limoeiro	Turb. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14										

126

O FID é calculado a partir das taxas de indisponibilidade das unidades geradoras, como mostrado na formulação do problema, ou seja, a hidrologia não influi no seu cálculo. A Tabela 6.12 mostra a variação do FID para os três valores assumidos para IDOBS.

Tabela 6.12 – Variações do FID, de acordo com os valores assumidos para IDOBS

Usinas	Rio	0,7	0,8	0,9
UHE Barra Bonita	Tietê	0,859	0,922	0,985
UHE Bariri	Tietê	0,833	0,896	0,959
UHE Ibitinga	Tietê	0,846	0,909	0,972
UHE Promissão	Tietê	0,857	0,920	0,984
UHE Nova Avanhandava	Tietê	0,857	0,920	0,984
UHE Caconde	Pardo	0,855	0,918	0,981
UHE Euclides da Cunha	Pardo	0,854	0,918	0,981
UHE Limoeiro	Pardo	0,857	0,920	0,983

6.5 Análise dos resultados

A finalidade das simulações do Caso 1 foi medir a sensibilidade de duas funções objetivo para vários “pesos” a elas atribuídos, conforme indicado na Tabela 6.10. As Figuras 6.2 a 6.12 mostram a variação, ao longo do horizonte de planejamento, da produção e do nível médio mensal do volume útil do sistema. Observa-se, nas Figuras 6.2 e 6.3, que a função objetivo associada ao peso F_2 não influi na estratégia de operação do sistema considerado. Nas figuras seguintes, diminuiu-se o peso F_1 , podendo-se observar uma mudança na estratégia de geração nas simulações 1.3 até 1.11, com o objetivo de se manter o volume de água nos reservatórios o mais próximo possível do volume útil máximo ficando enfraquecido. As simulações 1.8 até 1.11 mostram que a partir do peso 0,01, adotado na simulação 1.8, até a desconsideração total, na simulação 1.11, onde foi atribuído o valor zero à F_2 , a estratégia de geração muda muito pouco. Estes resultados ilustram bem a importância de se calibrar adequadamente os pesos das várias possíveis funções objetivo que podem ser adotadas, em função das características do sistema cuja operação está sendo otimizada e das principais finalidades desta otimização.

As simulações do Caso 2 visaram à análise da alocação temporal da manutenção das unidades geradoras, considerando variações nos valores do parâmetro IDOBS e nas afluências aos reservatórios. Considerou-se, nestas simulações, $F_I = 0$. Pode se observar, nos resultados das simulações, que a variação dos valores de IDOBS não influi na estratégia de operação dos reservatórios, nem na alocação temporal das manutenções, pois o cálculo do *FID* considera a potência disponível e não a geração da usina. As Figuras 6.13 a 6.15 mostram a variação da estratégia de operação, considerando as diferentes afluências aos reservatórios. A melhor alocação da manutenção é feita a partir da minimização dos vertimentos, já que o *FID* é calculado a partir da potência disponível.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

As duas principais contribuições deste trabalho são uma avaliação crítica da metodologia utilizada para tratar o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, de uma forma geral, e a experiência brasileira, em particular, problema este caracterizado pela sua complexidade e pelas várias possibilidades de formulação e resolução, e o desenvolvimento de uma metodologia de otimização, complementar à utilizada pelo ONS, para o parque gerador de uma empresa concessionária geradora no Estado de São Paulo, visando otimizar o cronograma de manutenção das unidades geradoras deste parque, de acordo com várias opções de funções objetivo pré-especificadas.

Uma das características do planejamento da operação é a incerteza quanto às vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas, para longos horizontes de planejamento. Esta incerteza, juntamente com a característica centralizadora da operação, pode ser tratada com a metodologia de reservatório equivalente, conforme discutido no capítulo três. Esta metodologia, que, a princípio, proporciona uma grande simplificação, por outro lado, restringe a representação das características dos componentes internos ao sistema. Um exemplo é a incapacidade de se representar vertimentos localizados em alguns reservatórios ou bacias, impostos pela capacidade máxima de geração. Um outro problema é a aplicação de reservatórios equivalentes a subsistemas onde não há forte interligação elétrica e os regimes hidrológicos não são uniformes.

O atual planejamento da operação do parque gerador brasileiro utiliza a Programação Dinâmica Estocástica, em uma versão dual, associada à técnica de decomposição de Benders, e a representação dos parques geradores dos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN) por reservatórios equivalentes, para tratar o problema da forte estocasticidade das afluições aos reservatórios das usinas hidrelétricas, no longo prazo, como descrito nos capítulos três e cinco. Uma alternativa a esta abordagem é a utilização de modelos determinísticos, onde a representação do sistema hidroelétrico é individualizada, considerando as características não lineares das funções de produção das usinas hidrelétricas e todas as restrições operacionais que se aplicam a cada usina. A aleatoriedade das vazões é considerada de forma implícita, substituindo-se a estocasticidade por seus valores esperados, obtidos através de modelos de previsão de vazão, como descrito por Martinez e Soares (2002). Só os resultados do primeiro intervalo de planejamento são implementados e as previsões das vazões afluentes são refeitas tão logo se tenha novas informações hidrológicas históricas, caracterizando um problema de controle do tipo “*open loop feedback*”.

No planejamento da operação do parque gerador nacional, o acoplamento entre os diferentes horizontes de planejamento, e, conseqüentemente, entre os programas utilizados nestas etapas, NEWAVE e DECOMP, se dá através da função de custo futuro. A função de custo futuro proveniente do programa NEWAVE serve de condição de contorno para os resultados obtidos pelo DECOMP. O NEWAVE utiliza uma modelagem com reservatório equivalente, enquanto o DECOMP emprega uma representação do sistema a usinas individualizadas. O acoplamento de um modelo que trabalha com reservatórios equivalentes, com um modelo a usinas individualizadas, envolve uma simplificação que pode não transmitir a solução ótima, encontrada no modelo a médio prazo, que utiliza reservatórios equivalentes, para as usinas simuladas de uma forma individualizada, no curto prazo.

Ao se utilizar a representação com reservatórios equivalentes, a hipótese de operação em paralelo dos reservatórios reais representados nos reservatórios equivalentes é uma outra simplificação, que não otimiza o resultado da simulação. Uma abordagem alternativa é sugerida por Soares e Carneiro (1993) e Cruz Jr, (1994).

Uma melhoria que deve ser inserida, no curto prazo, no planejamento da operação do parque gerador brasileiro é a consideração explícita dos usos múltiplos da água. Muitas usinas hidrelétricas no País foram projetadas sem restrições associadas a usos múltiplos dos reservatórios, envolvendo limites nos níveis dos reservatórios, ou nas vazões defluentes dos aproveitamentos, e hoje estas restrições existem. Um exemplo disto pode ser visto na UHE Barra Bonita, situada no rio Tietê, citada no capítulo seis. As variações possíveis do nível da água em seu reservatório e a vazão defluente mínima da usina não condizem com o projeto inicial. A vazão mínima defluente da usina deve garantir, atualmente, um calado mínimo para a navegação a jusante. Já o nível da água no reservatório precisa obedecer às restrições de um porto flutuante, no que diz respeito a um deplecionamento mínimo e à variação de nível possível no reservatório, que não estavam contempladas no projeto inicial. Além disso, novas funções objetivo, relativas aos usos múltiplos da água, eventualmente teriam que se utilizadas, como, por exemplo, na definição dos volumes de espera de cheias e na própria operação dos reservatórios, utilizando estes volumes, nas épocas de grandes cheias.

Ambas as opções de operação, seja centralizada ou descentralizada, possuem suas vantagens e dificuldades. Uma mudança de atitude frente a esta questão, no caso brasileiro, implicaria no desmantelamento de uma estrutura operacional em funcionamento há décadas, conforme historiado no capítulo dois, o que não significa que um dia não poderá ser feita; as resistências, no momento, são grandes.

Além de possíveis mudanças mais radicais na forma de se planejar a operação do parque gerador nacional, conforme discutido no capítulo três, há um grande espaço para que, satisfazendo os resultados dos modelos do ONS, se promover “otimizações secundárias” na operação deste parque, como demonstrado no capítulo seis, em relação à otimização do cronograma de manutenção das unidades geradoras de uma concessionária geradora no Estado de São Paulo.

A centralização dos estudos de planejamento da operação e, sobretudo, do desenvolvimento metodológico dos modelos utilizados neste planejamento em algumas poucas instituições, como tem ocorrido até um passado recente, tem limitado os avanços nesta área do conhecimento, na medida em que novas concepções e novas técnicas de modelagem não têm encontrado um terreno fértil para florescer. Os programas de P&D que as concessionárias geradoras passaram a ser obrigadas a desenvolver, por força de uma lei de 2000, estão, paulatinamente, mudando este quadro, como bem ilustra a modelagem descrita no capítulo seis, que fez parte de um programa de P&D da Unicamp com a AES Tietê.

Independente dos critérios e modelos adotados no planejamento da operação, a sua transparência deve ser prioridade do ONS, MME e ANEEL. Bases de dados confiáveis, consolidados e de fácil acesso devem ser mantidas por órgãos públicos, para que todos os agentes que operam no SIN possam ter os mesmos referenciais de informações. As bases disponíveis no Brasil, apresentadas no capítulo sete, não são integradas e possuem várias limitações. A criação do Sistema Nacional de Informações Energéticas, conforme discutido no capítulo quatro, pode superar estas deficiências.

As características únicas do sistema de geração elétrica brasileiro o diferem não só dos países com geração majoritariamente termelétrica, mas também dos outros grandes sistemas hidrotérmicos de geração majoritariamente hidrelétricos. Conforme visto ao longo desta dissertação, as metodologias de planejamento da operação deste sistema, adotadas atualmente no País, podem ser melhoradas de várias maneiras. Os gastos em pesquisas para se alcançar tais melhorias são muito menos onerosos do que os investimentos na malha de transmissão e na implantação de novas unidades geradoras. Estas pesquisas também formam novos profissionais especializados, devidamente preparados para as discussões sobre os caminhos futuros a serem seguidos.

Referências Bibliográficas

- Ahuja, R. K., Magnanti, T. L. e Orlin, J. B. *Network Flows: theory, algorithms and applications*. Prentice Hall, 1993.
- Almeida, A. T. e Fernandes, R. A. C. *Um modelo de terceirização e serviços de manutenção no setor elétrico: redução de custos compatível com a garantia da disponibilidade do sistema*. XVI Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Campinas, outubro de 2001.
- ANEEL, Resolução 688/2003.
- Arvanitids, N. V. e Rosing, J. *Composite representation of multireservoir hydroelectric power system*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, PAS-89(2):319-326, 1970.
- Bajay, S. V. *Planejamento da operação, a longo prazo, de sistemas hidrotérmicos de potência: O estado da arte, a prática do setor elétrico brasileiro e novas necessidades*. In: Congresso Latino-Americano sobre Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 3. Campos de Jordão, SP, 1997. Anais, v. 1. UNESP, Guaratinguetá, SP, Brasil, p. 49-51.
- Bajay, S. V. Relatório Técnico: *Reestruturação do MME e criação de um órgão de apoio, Departamento Nacional de Política Energética*, Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, dezembro de 2001.
- Bajay, S. V. *Integrating competition and planning: a mixed institutional model of the Brazilian electric power sector*. Energy, 31 (6-7): 865-76, 2006.
- Bazaraa, M. S. e Jarvis, J. J. *Linear programming and network flows*. J. Wiley, 1977.
- Belsnes, M.M.; Roynstrand, J.; Fosso, O.B. *Handling state dependent nonlinear tunnel flows in short-term hydropower scheduling*. Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on Volume 2, 21-24 Nov. 2004 Page(s):1410 - 1415 Vol.2.
- Bissonnette, V., Lafond, L. e Côté, G. *A hydro-thermal scheduling model for the hydro-québec production system*. IEEE Power Industry Computer Application Conference, San Francisco, California, Maio 6-10, 1985, PICA Conference Record, pp. 204-210.

- Brännlund, H., Sjelvgren, D. e Bubenko, J. A. *Short term generation scheduling with security constraints*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1, February 1988.
- Cabral, L. M. M. e Cachapuz, P. B. B. *A eletrobrás e a operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros*. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, Coordenadoria de Pesquisa, 2000, 24p.
- Camargo, C. C. B. *Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica*, Livros Técnicos e Científicos Editora, Rio de Janeiro, RJ, 1981.
- Carvalho, Claudio Bezerra de, *Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo*. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, julho de 2005. Tese (Doutorado)
- Cau, T., D., H. *A new evolutionary optimisation method for the operation of power systems with multiple storages resources*. Msc thesis, University of New South Wales, Sydney, Australia, march 2000.
- Cepel. *Modelo de referência modelo newave*. CEPEL. 2002.
- Cepel. *Modelo decomp manual de referência*. CEPEL. Versão 11.0. Janeiro de 2003.
- Chattopadhyay, D., Bhattacharya, K. e Parikh, J. A. *A systems approach to least-cost maintenance scheduling for an interconnected power system*. IEEE Transactions on Power and Systems, vol.10, No. 4, November 1995.
- Cicogna, Marcelo Augusto. *Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objeto*. Tese de mestrado, Unicamp/FEEC, fevereiro de 1999.
- Corazza, G. *O modelo norueguês de energia elétrica: regulação e competitividade. Livro: A energia elétrica em debate: a experiência brasileira e internacional de regulação*, 2003.
- Cruz Júnior, Gelson da, *Planejamento da operação energética a longo prazo de sistemas hidrotérmicos de potência*. Tese de Mestrado. FEEC/UNICAMP, julho de 1994.
- Cruz Jr., G e Soares, S. *Non-Uniform Composite Representation of Hydroelectric Systems for Long-Term Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- Dopazo J., F. e Merrill H., M. *Optimal generator maintenance scheduling using integer programming*. IEEE transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 5, Setembro/Outubro 1975.

Eletrobrás. *Modelo de simulação a usinas individualizadas – MSUI*. Versão PCH. ELETROBRÁS, outubro de 2004.

Ferreira, Raquel Farah. *Contribuições ao planejamento da operação energética de sistemas de energia elétrica com ênfase ao acoplamento entre os planejamentos de médio e longo prazo*. Tese de mestrado. Unicamp/FEEC, maio de 1997.

Finardi, E. C., Zürn, H. H., Sauer, R. F., Bertuol, L. F. C. e Schimitt, C. A. *Programação ótima da manutenção preventiva de unidades geradoras utilizando relaxação lagrangeana*. XVIII Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Curitiba, outubro de 2005.

Fortunato, L. A. M., Neto, T. A. A., Albuquerque, J. C. R. e Pereira M. V. F. *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990, 232p.

Fosso, O.B. e Belsnes, M.M. *Short-term hydro scheduling in a liberalized power system*. *Power System Technology*, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on Volume 2, 21-24 Nov. 2004. Page(s):1321 - 1326 Vol.2.

Fosso, O.B.; Gjelsvik, A.; Haugstad, A.; Mo, B. e Wangensteen, I. *Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case*. *Power Systems*, IEEE Transactions on Volume 14, Issue 1, Feb. 1999 Page(s):75 - 81 Digital Object Identifier 10.1109/59.744487

GCOI, *Guia de referências dos livros do grupo coordenador para operação interligada*. Eletrobrás, 1999.

Gjerde, O. *The deregulated Nordic electricity market-10 years of experience*. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*. IEEE/PES. Volume 2, 6-10 Oct. 2002. Page(s):1473 - 1478 vol.2.

Glende I., Tellefsen T. e Walther B. *Norwegian System Operation facing a Tight Capacity Balance and Severe Supply Conditions in Dry Years*. HYDROPOWER'05. Stavanger, Norway, 23 – 25, May 2005.

<http://www.eletrobras.gov.br>

<http://www.mme.gov.br>

<http://www.nordpool.com>

<http://www.nve.no>

<http://www.ons.gov.br>

<http://www.statkraft.com>

<http://www.statnett.no>

<http://www.aneel.gov.br>

Kligerman, A. S. e Pereira, M. V. F. *Operação ótima de sistemas hidrotérmicos equivalentes utilizando programação dinâmica estocástica dual*. Eletroevolução, pag 62 a 67, 1999.

Leou, R. *A flexible unit maintenance scheduling considering uncertainties*. IEEE Transactions on Power and Systems, vol. 16., No. 3, Agosto de 2001.

Lopes, W.P., Barbosa, P.S.F., *Planejamento Ótimo da Operação e Manutenção das Usinas do Sistema AES-Tietê*, III CITENEL. Florianópolis, SC, dezembro de 2005.

Lyra Filho, Christiano. *Contribuição ao planejamento da produção de energia em sistemas de potência*. Tese de doutorado, Unicamp, 1984.

MacGill, I. F. e Kaye, J. *Decentralised coordination of power system operation using dual evolutionary programming*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.

Marinez, Luciana. *Políticas de controle malha fechada e malha aberta no planejamento da operação Energética de sistemas hidrotérmicos*. Tese de doutorado, FEEC/Unicamp, setembro de 2001.

Martinez, L. e Soares, S. *Comparação entre soluções malha aberta e malha fechada no planejamento energético de sistemas de energia elétrica*. XVI Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Campinas, outubro de 2001.

Martinez, L. e Soares, S. *Comparison between closed-loop and partial open-loop feedback control policies in long term hydrothermal scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, August 2002.

Martino, J. P. *Technological forecasting for decision making*. 3. ed. New York: Mc Graw-Hill Inc., 1993.

Mielczarski, W. e Michalik, G. *Trading electrical energy in open electricity markets in Australia*. Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE Volume 2, 31 Jan-4 Feb 1999 Page(s):873 - 878 vol.2.

Morozowski, M. e Florentin C. M. C. *Manutenção de unidades geradoras em sistemas hidrelétricos - uma abordagem adequada ao ambiente competitivo*. XIV Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Belém, 1997.

- Nishimura, F., Tabors, R. D., Ilic, M. D. e Lacalle-Melero, J. R. *Benefit optimization of centralized and decentralized power systems in a multi-utility environment*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993.
- Oliveira A. R. L., Soares S., e Nepomuceno L. *Optimal active power dispatch combining network flow and interior point approaches*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 4, november 2003.
- Oliveira, G. G. e Soares, S. *A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- ONS, *História da operação do sistema interligado nacional*. Centro da Memória da Eletricidade, 2003a, 416p.
- ONS. *Procedimentos de rede*. ONS. <http://www.ons.gov.br>, 2003b.
- Rosenthal, R. E. *A Nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system*. Operations Research, janeiro de 1981.
- Silva, E. L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Editora Sagra-Luzzatto, 2001, 183p.
- Siqueira, I. P. *Análise de riscos de adiamento de manutenção em sistemas elétricos de potência*. XVI Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Campinas, outubro de 2001a.
- Siqueira, I. P. *Impactos da manutenção na disponibilidade e performance de sistemas elétricos de potência*. XVI Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Campinas, outubro de 2001b.
- Siqueira, Thaís Gama de. *Comparação entre Programação Dinâmica Estocástica Primal e Dual no Planejamento da Operação Energética*. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação. Departamento de Sistemas de Energia, Junho de 2003.
- Soares, S. e Carneiro, A.A.F.M. *Reservoir operation rules for hydroelectric power system optimization*. Athens Power Tech, 1993. APT 93. Proceedings. Joint International Power Conference Volume 2, September 5-8, 1993 Page(s):965 – 969, 1993.
- Sullivan, R. L. *Power System Planning*, McGraw-Hill, 1977.
- Tabari, N.M., Mahmoudi, S.N., Hassanpour, S.A., Hassanpou, S.B. e Pirmoradian, M. *Improvement of Gencos' maintenance schedule in a deregulated power system*. Power System Technology, 2004a. PowerCon 2004. 2004 International Conference on Volume 2, 21-24 Nov. 2004a Page(s):1722 - 1727 Vol.2.

- Tabari, N.M., Mahmoudi, S.N., Hassanpour, S.A., Hassanpou, S.B. e Pirmoradian, M. *Maintenance scheduling aided by a comprehensive mathematical model in competitive environments*. Power System Technology, 2004b. PowerCon 2004. 2004 International Conference on Volume 2, 21-24 Nov. 2004b Page(s):1774 - 1779 Vol.2.
- Terry, L.A. e Pereira, M.V.F. *Modelos computacionais para planejamento da operação do sistema brasileiro*. CEPEL. I International Workshop on Energy Operation Planning of the Brazilian Interconnected System. Centrecom/Itaipava. Outubro, 1986. 52p.
- Turgeon, A. *Optimal operation of multireservoir power systems with stochastic inflows*. Hydro-Québec. Water Resources Research, vol. 16, no. 2, abril, 1980, pp. 275-283.
- Turgeon, A. *A decomposition method for the long-term scheduling of reservoirs in series*. Hydro-Québec. Water Resources Research, vol. 17, no. 6, dezembro, 1981, pp. 1565-1570.
- Turgeon, A e Charbonneau R. *An aggregation-disaggregating approach to long-term reservoir management*. Water Resources Research. vol 34, no. 12, 1998
- Wei, H., Sasaki, H. e Kubakawa, J. *A Decoupled solution of hydro-thermal optimal power flow problems by means of interior point method and network programming*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, Maio de 1998.
- Wei, H., Sasaki H., Kubokawa J., e Yokoyama R. *Large scale hydrothermal optimal power flow problems based on interior point nonlinear programming*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15. no. 1, february 2000.
- Yamayee, Z. A. e Sidemblad, K. *A Computationally efficient optimal maintenance scheduling method*. IEEE Transactions on Power and Systems, vol. PAS-102, no. 2, fevereiro de 1983.
- Yamayee, Z. A. *Maintenance scheduling: description literature survey, and interface with overall operations scheduling*. IEEE transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 8, August 1982.
- Yellen, J., Al Khamis T. M., Vemurie, S. e Leonidis, L. *A decomposition approach to unit maintenance scheduling*. Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, Maio 1992.