

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**DESENVOLVIMENTO DE UMA  
METODOLOGIA PARA A COORDENAÇÃO  
HIDROTÉRMICA DE LONGO PRAZO EM  
MERCADO ELÉTRICO COMPETITIVO**

ROMEL WILIAMS JIMENEZ PAREDES

São Luís, MA – Brasil

Fevereiro de 2007

# **DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA A COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA DE LONGO PRAZO EM MERCADO ELÉTRICO COMPETITIVO**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia.

Por

**ROMEL WILIAMS JIMENEZ PAREDES**

FEVEREIRO, 2007

Jimenez Paredes, Romel Williams.

Desenvolvimento de uma metodologia para a coordenação hidrotérmica de longo prazo em mercado elétrico competitivo / Romel Williams Jimenez Paredes. – 2007.

88 f.

Texto impresso (fotocópia)

Orientador: Vicente Leonardo Paucar Casas

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, 2007.

1. Sistema de energia elétrica. 2. Sistemas de energia elétrica hidrotérmica. 3. Mercado de energia elétrica. I. Orientador: Paucar Casas, Vicente Leonardo. II. Título

CDU 621.311

# **DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA A COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA DE LONGO PRAZO EM MERCADO ELÉTRICO COMPETITIVO**

ROMEL WILIAMS JIMENEZ PAREDES

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 26/02/2007

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas  
UFMA  
(Orientador)

Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco  
UFPA  
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha  
UFMA  
(Membro da Banca Examinadora)

**DESENVOLVIMENTO DE UMA  
METODOLOGIA PARA A COORDENAÇÃO  
HIDROTÉRMICA DE LONGO PRAZO EM  
MERCADO ELÉTRICO COMPETITIVO**

MESTRADO

**Área de Concentração:** SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

ROMEL WILIAMS JIMENEZ PAREDES

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

Curso de Pós-Graduação  
em Engenharia de Eletricidade da  
Universidade Federal do Maranhão

*A mamá Genito  
pelo imenso amor que irradia  
para toda a sua família*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me dado a saúde e a fé necessárias para a conclusão deste trabalho, e também por colocar em meu caminho boas pessoas.

Ao Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas pela orientação, apoio, incentivo, amizade e paciência cruciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao grupo de professores do curso: Dr. José Eduardo Onoda Pessanha, Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Méndez e PhD. Maria da Guia da Silva, pela orientação e apoio.

A meus pais, e de maneira muito especial a minha querida mãe Evelina pelo apoio, confiança e o amor inacabável para comigo durante esta longa travessia.

A minha irmã Cayrel pelo apoio constante e incondicional.

A Simone pelo amor, carinho, paciência e ajuda incondicional crucial para a culminação satisfatória deste trabalho.

A dona Fátima, seu Pedro, Adrianita e toda a família Carneiro pelo carinho brindado fazendo de minha permanência nesta cidade alegre e confortável.

A dona Lílian por ter me recebido e acolhido no seu lar.

A meus amigos Jorge e Anderson pela companhia e apoio durante este período.

Aos meus colegas brasileiros do laboratório Clissianne, Irlandino, Osvaldo, Ricardo, Marcelo, que com sua amizade fizeram que minha permanência em São Luis fosse muito agradável.

A meus colegas peruanos do laboratório: Alex, Juan Carlos, Juan Mauricio e Zócimo, pela amizade e parceria.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo apoio financeiro.

# RESUMO

Neste trabalho é proposta uma metodologia baseada em programação linear para a solução da coordenação hidrotérmica de longo prazo de sistemas de energia elétrica. O objetivo da coordenação hidrotérmica é encontrar uma política de operação ótima em um determinado período de tempo, com alta confiabilidade e custo mínimo. Isto equivale a determinar um cronograma ótimo de geração para cada usina, a cada intervalo de tempo, de modo que o sistema atenda a demanda prevista. Adotam-se modelos lineares dos componentes do sistema de potência, com a opção de resolver sistemas com múltiplos reservatórios e múltiplas barras. Foi implementado um programa computacional em MATLAB para a solução de sistemas teste de pequeno porte e configurações de sistemas de potência reais tal como o Sistema Interligado Peruano e o Sistema Brasileiro da Bacia Sul-Sudeste. Para a solução do problema de otimização linear foi utilizado o método de pontos interiores. Da análise dos resultados com os sistemas teste conclui-se que o modelo linear pode capturar adequadamente as características relevantes do sistema real e pode ser tão eficiente e preciso quanto o modelo detalhado.

**Palavras-chave:** Sistemas de energia elétrica, coordenação hidrotérmica, operação econômica, programação linear, mercados elétricos.



# ABSTRACT

In this work a methodology based on linear programming for long-term hydrothermal scheduling of electric power systems is proposed. The objective of the hydrothermal scheduling is to find an optimal operation for a specific time interval and with high reliability and minimum cost. That is equivalent to determine an optimal generation scheduling for the power plants and for each time interval considered, in order to the power system satisfies the forecasted demand. Linear models of the power system components are adopted, and with the option to solve systems with multiple reservoirs and buses. It was implemented a computer program using MATLAB platform for application to small test power systems and configurations of real-size systems such as the interconnected Peruvian System and the Brazilian South-Southeast System. For the solution of the linear optimization problem was used the interior points method. From the analysis of the test systems results is concluded that the linear model may capture adequately the relevant characteristics of the real power system and it may be efficient and precise such as the detailed model.

**Keywords:** Electric power systems, hydrothermal scheduling, economic operation, linear programming, electric power markets.

# SUMARIO

LISTA DE FIGURAS .....	vii
LISTA DE TABELAS .....	ix
ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	x
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Generalidades .....	1
1.2 Formulação do problema .....	2
1.3 Objetivos.....	4
1.4 Justificativa.....	4
1.5 Estrutura do trabalho .....	5
2. COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA.....	6
2.1 Introdução.....	6
2.2 Coordenação hidrotérmica.....	6
2.2.1 O problema da coordenação hidrotérmica.....	6
2.2.2 Dependência temporal da operação .....	8
2.2.3 Formulação matemática.....	9
2.3 Modelagem dos elementos de um sistema hidrotérmico.....	11
2.3.1 Modelagem da demanda do sistema.....	12
2.3.2 Modelagem das usinas elétricas .....	13
2.3.3 Modelagem do sistema hidráulico.....	15
2.3.4 Modelagem do sistema de transmissão .....	19
2.4 Técnicas de solução da coordenação hidrotérmica de curto prazo.....	20
2.4.1 Decomposição heurística.....	20
2.4.2 Decomposição de Benders.....	21
2.4.3 Programação dinâmica .....	22
2.4.4 Relaxação Lagrangeana.....	22
2.4.5 Programação linear.....	23
2.4.6 Técnicas baseadas em inteligência artificial.....	24
2.5 Técnicas de solução da coordenação hidrotérmica de médio e longo prazo ..	24
2.5.1 Coordenação hidrotérmica e planejamento .....	24

2.5.2	Programação dinâmica estocástica .....	25
2.5.3	Programação dinâmica dual estocástica .....	26
2.5.4	Programação linear .....	26
2.5.5	Técnicas baseadas em inteligência artificial.....	27
3.	METODOLOGIA BASEADA EM PROGRAMAÇÃO LINEAR PARA A SOLUÇÃO DA COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA .....	28
3.1	Introdução.....	28
3.2	Considerações sobre a metodologia de programação linear.....	29
3.3	Metodologia de programação linear sem considerar perdas na transmissão..	32
3.4	Metodologia de programação linear considerando as perdas na transmissão	37
3.5	Inclusão da variável hidrológica no modelo.....	41
3.6	Implementação computacional da metodologia proposta .....	41
4.	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E DISCUSSÃO DE RESULTADOS .....	43
4.1	Considerações gerais para aplicação aos sistemas teste .....	43
4.2	Aplicação da metodologia e discussão de resultados .....	44
4.2.1	Sistema teste de pequeno porte.....	44
4.2.2	Sistema interligado brasileiro .....	55
4.2.2	Sistema interligado peruano .....	58
4.3	Validação dos resultados .....	61
5.	CONCLUSÕES .....	69
5.1	Conclusões.....	69
5.2	Extensões ao trabalho .....	70
	Anexos.....	71
	Anexo A.....	72
	Anexo B.....	73
	Anexo C.....	75
	Anexo D.....	79
	Referências Bibliográficas.....	83

# LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Processo de decisão para sistemas hidroelétricos [PEREIRA, 1998].	9
Figura 2.2 Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.	11
Figura 2.3 Representação da demanda de energia do sistema.	12
Figura 2.4 Representação da demanda de energia mediante blocos horários.	12
Figura 2.5 Elementos do sistema hidráulico.	15
Figura 2.6 Balanço hídrico no reservatório de acumulação.	16
Figura 2.7 Balanço hídrico no ponto de interesse.	18
Figura 2.8 Elementos da rede de transmissão para o fluxo de potência.	19
Figura 3.1 Diagrama de fluxo da metodologia de coordenação hidrotérmica de longo prazo considerando as perdas na transmissão.	39
Figura 3.2 Adição das perdas na transmissão como demanda do sistema.	40
Figura 3.3 Estrutura do programa de coordenação hidrotérmica de longo prazo.	42
Figura 4.1 Esquema da configuração do sistema teste uninodal.	44
Figura 4.2 Energia hidrelétrica e demanda no sistema teste uninodal.	46
Figura 4.3 Demanda de potência do sistema teste uninodal por blocos horários.	47
Figura 4.4 Potência gerada pela usina hidrelétrica do sistema teste uninodal.	48
Figura 4.5 Custos marginais de energia do sistema teste uninodal.	49
Figura 4.6 Trajetória ótima de volume armazenado no reservatório de acumulação do sistema teste uninodal.	50
Figura 4.7 Esquema da configuração do sistema teste multinodal.	51
Figura 4.8 Custo marginal nas barras do sistema teste multinodal.	54
Figura 4.9 Trajetória ótima de volume armazenado nos reservatórios de acumulação do sistema teste multinodal.	55
Figura 4.10 Topologia da bacia hidrográfica do Paraná.	56
Figura 4.11 Trajetória ótima de volume armazenado nos principais reservatórios de acumulação do Sistema Brasileiro.	57
Figura 4.12 Configuração elétrica do sistema peruano.	58
Figura 4.13 Topologia da bacia hidrográfica do rio Rimac e do rio Mantaro.	59
Figura 4.14 Energia hidrelétrica e demanda do sistema peruano.	60

Figura 4.15 Trajetória ótima de armazenamento dos principais reservatórios de acumulação do sistema peruano. ....	61
Figura 4.16 Trajetória ótima de volume armazenado para a usina Furnas.....	62
Figura 4.17 Vazão turbinada pela usina Furnas. ....	63
Figura 4.18 Energia hidrelétrica do sistema teste uninodal obtida com o PERSEO e o com MATLAB. ....	65
Figura 4.19 Trajetória de volume armazenado no reservatório de acumulação do sistema teste uninodal obtida com o PERSEO e com o MATLAB.....	65
Figura 4.20 Trajetória de volume armazenado no reservatório de acumulação do sistema teste multinodal obtida com o PERSEO e com o MATLAB. ....	67
Figura 4.21 Custo marginal nas barras do sistema multinodal obtidos com o PERSEO e com o MATLAB. ....	68

# LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 Estatísticas da otimização para o sistema teste uninodal.....	45
Tabela 4.2 Estatísticas da otimização para o sistema teste multinodal. ....	52
Tabela 4.3 Estatísticas da usina hidrelétrica H11 no bloco 2 da etapa 3.....	53
Tabela 4.4 Estatísticas da otimização para o Sistema Brasileiro.....	57
Tabela 4.5 Estatísticas da otimização para o sistema peruano. ....	59
Tabela 4.6 Resultados da otimização para a usina Furnas. ....	62
Tabela 4.7 Estatísticas da otimização para o sistema uninodal usando o modelo PERSEO e o modelo desenvolvido em MATLAB. ....	64
Tabela 4.8 Estatísticas da otimização para o sistema multinodal usando o modelo PERSEO e o modelo desenvolvido em MATLAB. ....	66
Tabela A.1 Dados da usina hidrelétrica do sistema teste uninodal. ....	72
Tabela A.2 Dados dos reservatórios do sistema teste uninodal.....	72
Tabela A.3 Dados dos grupos termelétricos do sistema teste uninodal.....	72
Tabela B.1 Dados das usinas hidrelétricas do sistema multinodal.....	73
Tabela B.2 Dados dos reservatórios do sistema teste multinodal.....	73
Tabela B.3 Dados dos grupos termelétricos do sistema teste multinodal. ....	74
Tabela C.1 Dados das usinas hidrelétricas do sistema brasileiro. ....	75
Tabela C.2 Dados dos grupos termelétricos do sistema brasileiro.....	77
Tabela D.1 Dados das usinas hidrelétricas do sistema peruano. ....	79
Tabela D.2 Dados dos grupos térmicos do sistema peruano. ....	81

# ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

PL	Programação linear
MLT	Média de longo prazo
NETP	Número de etapas de estudo
NGT	Número de grupos térmicos
NCH	Número de usinas hidrelétricas
NBAR	Número de barras do sistema
NTRY	Número de trajetórias no sistema
NDAG	Número de demandas ou requerimentos de água
NLIN	Número de linhas de transmissão
u.m.	Unidade monetária
$cv_i$	Custo variável de produção de energia do grupo térmico $i$
$cf_i$	Custo de racionamento
$ch_i$	Custo de produção de energia da usina hidráulica $i$
$cr_i$	Custo de abastecimento do requisito de água $i$
$\rho_i$	Coefficiente de produção da usina hidráulica $i$
$GT_{i,p,b}$	Energia gerada pelo grupo térmico $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$GF_{i,p,b}$	Energia de falha na barra $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$Q_{i,p,b}$	Volume turbinada na usina $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$R_{i,p,0}$	Volume fictício para atender os requerimentos de água $i$ , durante a etapa $p$
$D_{i,p,b}$	Demanda de energia na barra $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$S_{i,p,0}$	Volume vertido de água durante o período $p$
$v_{i,p,0}$	Volume de água armazenada no reservatório de acumulação $i$ , durante a etapa $p$
$v_{i,p,b}$	Volume de água armazenada no reservatório de compensação $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$T_{i,p,0}$	Volume transportado pela trajetória $i$ , durante a etapa $p$

$T_{i,p,b}$	Volume transportado pela trajetória $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$A_{i,p,0}$	Volume afluyente ao sistema na etapa $p$
Rego $_{i,p,0}$	Requerimento de água na etapa $p$
$F_{i,p,b}$	Fluxo de energia na linha $i$ , na etapa $p$ , no bloco $b$
$\theta_{i,p,b}$	Ângulo da barra $i$ , na etapa $p$ , no bloco $b$
$E_i$	Tensão na linha de transmissão $i$ , na etapa $p$ , no bloco $b$
$f_{i,p,b}$	Fluxo de potência na linha $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$perdas_{j,p,b}$	Perdas na linha $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$\gamma_{i,p,b}$	Fator de perdas da linha $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$
$Disp_i$	Disponibilidade da usina termelétrica $i$
$DMan_{ip}$	Dias de manutenção da usina elétrica $i$ , na etapa $p$
$H_{px}$	Número de horas na etapa $p$ , no bloco horário $x$



# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Generalidades

O setor elétrico no mundo tem experimentado uma profunda reestruturação desde o início da década dos anos 80 em que a tradicional estrutura monopólica verticalizada dos sistemas elétricos de potência (SEP) foi questionada. A essência dessa transformação implica na introdução da competição entre os agentes geradores de energia elétrica através da criação de mercados elétricos e o livre acesso ao sistema de transmissão por parte dos fornecedores e consumidores. Os países de América do Sul não estiveram alheios a estas transformações. Em 1982, o Chile foi o primeiro país da América Latina a iniciar a reestruturação do seu setor elétrico, já o Brasil o fez a partir de 1995. O objetivo global dessa transformação foi alcançar o desenvolvimento elétrico de maneira a melhorar a eficiência e confiabilidade, que se traduzisse em tarifas mais adequadas e num melhor serviço [RUDNICK, 2005].

Sob esta nova estrutura do mercado elétrico, a geração de eletricidade tornou-se uma atividade competitiva e aberta, com uma maior ação e dinamismo que permitem que as decisões de operação do sistema tenham um impacto mais significativo nas atividades econômicas e sociais de um país. O fornecimento da demanda de energia elétrica é complexo, e devido aos elevados custos envolvidos nesta atividade é necessário realizar estudos para o funcionamento adequado dos sistemas elétricos. Um destes estudos é a coordenação hidrotérmica a qual busca estabelecer uma política apropriada de administração do uso dos recursos energéticos disponíveis em um sistema, garantindo qualidade e segurança no atendimento da demanda, satisfazendo às restrições operativas do sistema [WOOD, 1996].

A importância da coordenação hidrotérmica pode ser avaliada pelo fato dela agir sobre o suprimento da fonte energética, afetando diretamente dois itens fundamentais no funcionamento dos sistemas elétricos de potência, que são: a própria garantia de

fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento adequado da disponibilidade dos recursos, e o custo associado a este suprimento energético, dado pelo custo do combustível consumido. Este custo de operação em sistemas de grande porte envolve cifras vultosas, de tal forma que um pequeno aperfeiçoamento pode significar uma economia considerável. [CARNEIRO, 1991].

Para resolver o problema da coordenação hidrotérmica, desde 1970, foram propostas um número de metodologias e modelos de acordo com as características próprias de cada sistema. A maioria destas metodologias se baseia em simulações numéricas que aplicam técnicas de otimização a modelos matemáticos do sistema em estudo.

Esses modelos e metodologias servem aos organismos reguladores como ferramentas para avaliar o desempenho do mercado elétrico, estudar o impacto de novas políticas de regulação; também serve de ferramenta para que as concessionárias de eletricidade tomem decisões apropriadas de operação e manutenção que permitam maximizar seus benefícios.

## **1.2 Formulação do problema**

Um sistema elétrico de potência é aquele capaz de fornecer energia elétrica a um mínimo custo possível, assegurando níveis apropriados de confiabilidade, qualidade e segurança. O SEP geralmente está composto por usinas hidrelétricas e usinas termelétricas as quais se encontram interligadas com os centros de consumo através de linhas de transmissão.

A coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos é usualmente um problema complexo, pois além das características inerentes aos sistemas hidrotérmicos - acoplamento hidráulico e elétrico, dimensão dos sistemas, recursos limitados, incertezas das afluições futuras, etc. - deve coordenar a geração elétrica das várias empresas do setor, de uma forma econômica, e garantir o atendimento da demanda com qualidade.

Os sistemas hídricos, diferentemente dos sistemas térmicos, são capazes de armazenar energia em forma de água. A disponibilidade desta energia depende da capacidade de armazenamento dos reservatórios e das afluições futuras ao sistema; isto introduz uma relação entre as decisões de operação em uma determinada etapa e as

consequências futuras desta decisão, o que faz da coordenação hidrotérmica um problema *acoplado no tempo*.

A existência de irregularidades nas vazões afluentes aos reservatórios, que variam sazonalmente e regionalmente e a imprecisão das previsões das afluições futuras fazem da coordenação hidrotérmica um problema *dinâmico e estocástico*.

Os sistemas hidráulicos geralmente estão compostos de múltiplos reservatórios e usinas hidráulicas dispostas em uma ou várias bacias hidrográficas interligadas, o que permite o acoplamento operativo entre usinas pertencentes a uma mesma bacia hidrográfica, pois a quantidade de água liberada em uma usina afeta a operação de outra usina situada à jusante (usinas em cascata), característica que faz da coordenação hidrotérmica um problema *acoplado no espaço*.

Além da interdependência operativa entre usinas da mesma bacia hidrográfica, a operação do sistema deve respeitar restrições de uso da água para navegação, irrigação, controle de cheias e saneamento.

As funções de geração hidráulica, que descrevem a transformação de água armazenada em energia e do custo da geração térmica, são representadas por funções não lineares. Isto faz da coordenação hidrotérmica um problema *não linear*.

O fato de que o valor da energia gerada por uma usina hidrelétrica possa ser medido somente em termos da economia resultante nos custos de geração térmica ou déficits evitados e não diretamente como função do estado da usina faz da coordenação hidrotérmica um problema *não separável*.

A coordenação hidrotérmica é um problema *antagônico* e de *grande porte*. Antagônico porque os objetivos de mínimo custo e de confiabilidade não são complementares, e de grande porte devido à existência de múltiplos reservatórios interligados, restrições de transmissão, necessidade de otimização de múltiplos períodos, etc.

O problema da coordenação hidrotérmica é, portanto, um problema de otimização dinâmico, estocástico, acoplado no tempo, acoplado no espaço, não separável, não linear, antagônico e de grande porte [GORENSTIN, 1992; CIGONA, 1999].

### **1.3 Objetivos**

Objetivo geral:

- Contribuir com o desenvolvimento de uma metodologia de coordenação hidrotérmica de longo prazo multinodal e multi-reservatório dentro do contexto de mercados elétricos competitivos.

Objetivos específicos:

- Implementar uma metodologia que permita encontrar uma estratégia ótima de operação das unidades de geração de energia elétrica no longo prazo.
- Desenvolver um programa computacional em MATLAB para realizar a coordenação hidrotérmica de longo prazo em mercados competitivos, considerando as versões uninodal, multinodal sem perdas e multinodal com perdas.
- Aplicar a metodologia e o software propostos a sistemas de potência reais, tais como os sistemas elétricos do Brasil e do Peru.

### **1.4 Justificativa**

A coordenação hidrotérmica de sistemas de energia elétrica é um problema complexo, não somente devido às múltiplas peculiaridades dos sistemas hidráulicos senão também devido a que a coordenação realiza-se conjuntamente com o resto das tecnologias de geração, considerando as características próprias dos sistemas elétricos de potência.

A importância de uma coordenação eficiente da geração é bem reconhecida. Uma coordenação da geração eficiente não só reduz o custo de produção, mas também incrementa a confiabilidade do sistema, fixando reservas valiosas, margens de reserva, e maximização da capacidade de energia dos reservatórios. Em mercados elétricos competitivos a coordenação hidrotérmica tem uma importância especial para as empresas geradoras, pois são elas as responsáveis em planificar a exploração de seus próprios recursos de geração.

Para conseguir uma administração eficiente dos recursos energéticos disponíveis é necessário dispor de ferramentas que garantam a coerência entre a representação simplificada utilizada no modelo de coordenação hidrotérmica e a realidade física que a sustenta.

## **1.5 Estrutura do trabalho**

No presente capítulo tem-se a introdução, objetivos e justificativa da proposta inicial deste trabalho.

No Capítulo 2, descrevem-se os fundamentos e características do problema da coordenação hidrotérmica. Apresenta-se o enfoque matemático para representar os elementos que compõem um sistema hidrotérmico e as técnicas de solução do problema da coordenação hidrotérmica.

No capítulo 3, apresenta-se a metodologia de solução do problema de coordenação hidrotérmica de longo prazo baseada na técnica de programação linear, considerando duas etapas: na primeira o problema é formulado sem considerar as perdas na transmissão e na segunda etapa são incluídas as perdas de transmissão.

No capítulo 4, apresentam-se os resultados obtidos da aplicação da metodologia para os casos de estudo.

No capítulo 5, apresentam-se as conclusões do presente trabalho e propostas para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA

### 2.1 Introdução

Neste capítulo, apresentam-se as características, as complexidades da coordenação hidrotérmica e a cadeia de planejamento utilizada na decomposição temporal do problema.

Os principais componentes que constituem um sistema hidrotérmico são apresentados, a modelagem matemática e características são mostradas com o fim de oferecer uma idéia da ordem de grandeza dos valores que tais componentes representam.

São apresentadas, também, as diversas técnicas de solução do problema da coordenação hidrotérmica de acordo com a decomposição temporal deste.

### 2.2 Coordenação hidrotérmica

#### 2.2.1 O problema da coordenação hidrotérmica

A coordenação hidrotérmica visa determinar as participações das gerações de origem hidráulica e de origem térmica no atendimento da demanda. A coordenação hidrotérmica é um problema complexo porque depende do grau de dificuldade em se prever as afluições naturais aos reservatórios. Em geral, a participação térmica é determinada de modo a propiciar o uso mais racional possível da água dentro de um contexto de incertezas quanto às afluições futuras, de modo a, por um lado, minimizar o risco de déficit de geração de energia e, por outro, reduzir o desperdício de energia hidrelétrica implicado por vertimento de volumes de água turbináveis.

A complexidade do problema faz com que a adoção de um único modelo matemático seja inviável, surgindo desta forma, a necessidade da decomposição temporal do problema e a utilização de modelos com diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhamento do sistema [CRUZ, 1996].

### 1. *Coordenação de longo prazo*

O horizonte de tempo geralmente compreende entre um e cinco anos, dividido em etapas mensais ou trimestrais para o estudo, dependendo da capacidade de armazenamento e regulação dos reservatórios.

A idéia nesta etapa é elaborar uma estratégia que minimize o custo de operação do sistema através do uso ótimo dos recursos hidráulicos [CRUZ, 1994]. Esta estratégia deverá levar em conta: as predições de consumo de energia, os programas de manutenção, a entrada de novos projetos para os anos de estudo e, as condições hidrológicas futuras.

A coordenação hidrotérmica de longo prazo tem por principal característica o alto grau de incerteza das afluências, portanto é um problema essencialmente estocástico que pode ser resolvido usando metodologias de programação dinâmica estocástica ou programação linear, dentre outros métodos.

### 2. *Coordenação de médio prazo*

O horizonte de tempo geralmente compreende um ano, dividido em etapas mensais ou semanais.

Tomando como referência os resultados obtidos na estratégia de longo prazo, nesta fase o objetivo é realizar a programação mensal ou semanal da geração de cada usina. A informação empregada deverá ser mais detalhada que a utilizada no caso de longo prazo, e compreende a previsão da demanda de energia, a disponibilidade das unidades geradoras, contratos de intercâmbio de potência e energia entre empresas geradoras, coordenação dos programas de manutenção, etc.

O problema da coordenação no médio prazo usualmente se resolve utilizando metodologias de programação dinâmica estocástica com simulações probabilísticas.

### 3. *Coordenação de curto prazo*

O horizonte de tempo geralmente compreende uma semana ou um dia, considerando etapas horárias.

A coordenação hidrotérmica de curto prazo consiste em determinar a programação horária, de forma econômica e confiável, da operação de cada unidade de geração, para o qual deve decidir-se a quantidade de água que se usará dos reservatórios em cada etapa.

Os modelos de curto prazo requerem informações detalhadas da operação do sistema tais como: tempo de percurso de água entre usinas, rampa de tomada de carga das máquinas, fluxo de potência horária, etc. Para resolver este problema, existe uma ampla variedade de metodologias entre as quais destacam a programação linear, programação dinâmica e os métodos de relaxação Lagrangeana [CRUZ, 1994].

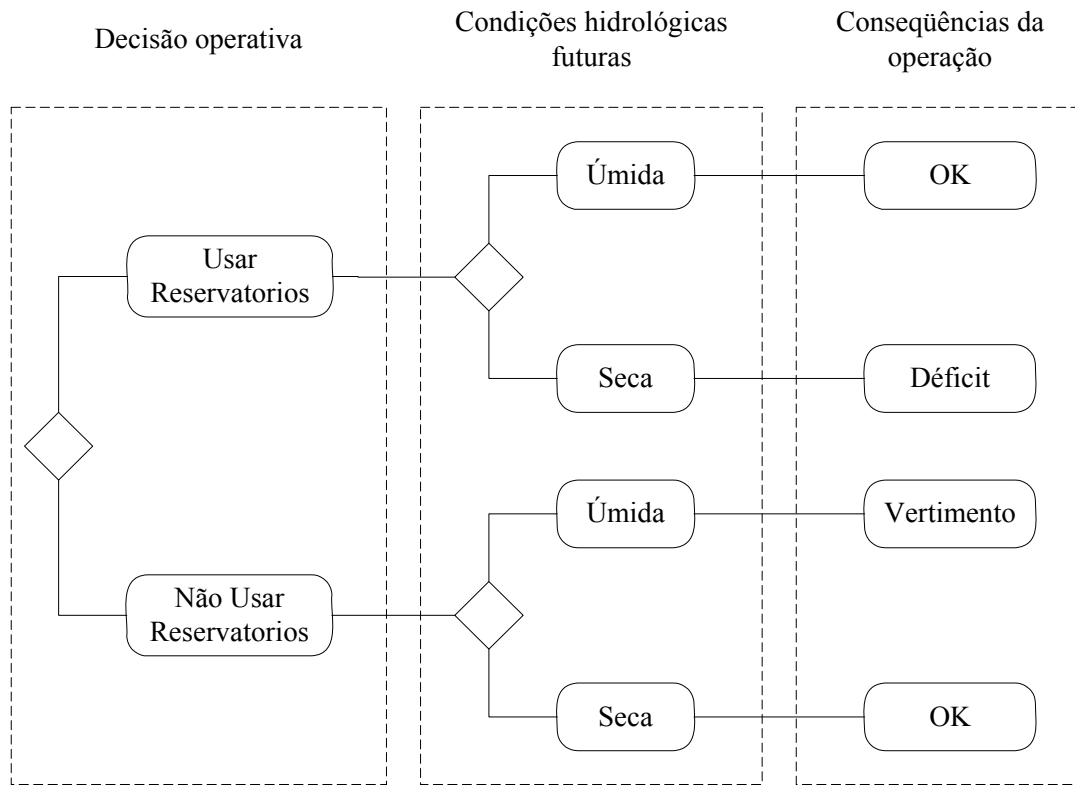
A coordenação em cada etapa se realiza mediante a aplicação de modelos matemáticos, os quais são abstrações que buscam capturar os fenômenos mais relevantes que explicam e reproduzem o comportamento do sistema elétrico com a maior aproximação possível e razoável de acordo com a etapa de estudo.

#### **2.2.2 Dependência temporal da operação**

Uma característica dos sistemas hidrotérmicos é a possibilidade de armazenar energia potencial em forma de água nos reservatórios que posteriormente poderá ser transformada em eletricidade pelas usinas. A disponibilidade desta energia está restringida pela capacidade de armazenamento dos reservatórios e pela incerteza das vazões afluentes futuras ao sistema. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa presente e os custos operativos futuros. Em outras palavras, se as reservas de energia hidrelétrica são usadas imediatamente, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, e acontece uma seca severa no futuro, poderia incorrer-se no uso de geração térmica de custo elevado ou produzir-se um racionamento de energia do sistema. Por outro lado, se privilegiam as reservas de energia hidrelétrica através de um uso mais intenso de geração térmica e as afluições futuras são altas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representaria um desperdício de energia e,



consequentemente, um aumento no custo operativo [PEREIRA, 1998]. O processo da toma de decisões é ilustrado na Figura 2.1.



**Figura 2.1** Processo de decisão para sistemas hidroelétricos [PEREIRA, 1998].

### 2.2.3 Formulação matemática

O objetivo da coordenação hidrotérmica é calcular uma estratégia de operação econômica e confiável. Esta estratégia minimiza o valor esperado do custo de operação durante o período de estudo, o qual está composto do custo de geração térmica mais uma penalidade por falha no atendimento da carga.

O modelo matemático da coordenação hidrotérmica pode ser representado através da seguinte equação recursiva [PEREIRA, 1998]:

$$\alpha_t(v_t, A_t) = E_{A_t|A_{t+1}} \left\{ \text{Min} \left[ \sum_{i=1}^{NGT} cv_i \times GT_{i,t} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}, A_t) \right] \right\} \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{NGT} G_{j,t} + \sum_{j=1}^{NCH} \rho_j \times Q_{j,t} = D_{i,t} \quad (2.2)$$

$$v_{i,t+1} = v_{i,t} + A_{i,t} + \sum_{l \in M} (Q_{l,t} + S_{l,t}) - Q_{i,t} - S_{i,t} - e_{i,t+1} \quad (2.3)$$

$$v_{i,t} \leq \bar{v} \quad (2.4)$$

$$Q_{i,t} \leq \bar{Q} \quad (2.5)$$

$$e_{i,t+1} = \varepsilon_i v_{i,t} \quad (2.6)$$

$$G_{i,t} \leq \bar{G} \quad (2.7)$$

em que,

$\alpha(v_t, A_t)$ : Valor esperado do custo de operação da etapa  $t$  [u.m.]

$cv_i$ : Custo variável do grupo térmico  $i$  [u.m./MWh];

$GT_{i,t}$ : Energia gerada pelo grupo térmico  $i$ , durante a etapa  $t$  [MWh];

$\rho_i$ : Coeficiente de produtividade da usina  $i$  [MW/m<sup>3</sup>/s];

$Q_{i,t}$ : Volume turbinado na usina  $i$ , durante a etapa  $t$  [m<sup>3</sup>]

$D_{i,t}$ : Demanda de energia na barra  $i$ , durante a etapa  $t$  [MWh];

$v_{i,t}$ : Volume armazenado na usina  $i$ , durante a etapa  $t$  [m<sup>3</sup>];

$A_{i,t}$ : Afluente à usina  $i$ , durante a etapa  $t$  [m<sup>3</sup>];

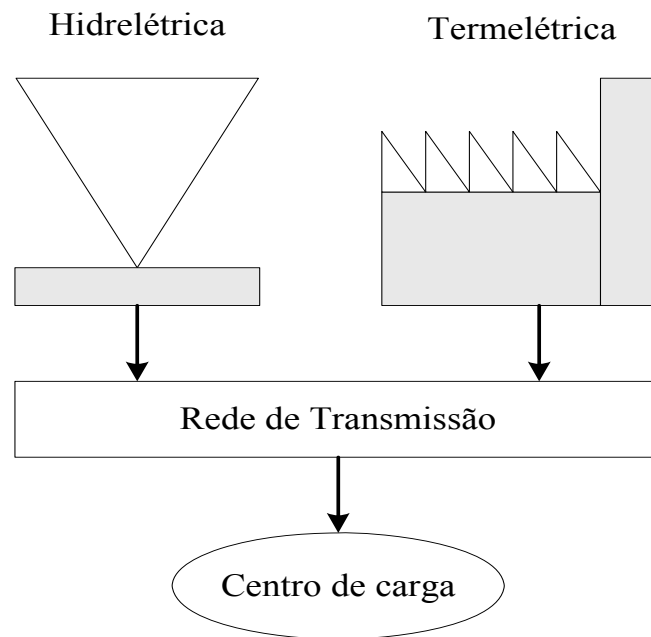
$S_{i,t}$ : Volume vertido na usina  $i$ , durante a etapa  $t$  [m<sup>3</sup>];

$e_{i,t}$ : Volume evaporado na usina  $i$ , durante a etapa  $t$  [m<sup>3</sup>];

u.m.: Unidade monetária.

### 2.3 Modelagem dos elementos de um sistema hidrotérmico

Um sistema hidrotérmico de potência é constituído basicamente por: produção, transporte e consumo, como ilustra a Figura 2.2. A produção engloba as unidades encarregadas da geração de energia elétrica, as quais podem ser usinas hidrelétricas ou usinas termelétricas. O transporte corresponde aos meios físicos (linhas de transmissão, transformadores) encarregados de conduzir a energia das fontes geradoras até os centros de consumo. O consumo engloba as demandas de carga que recebem e utilizam a energia elétrica.



**Figura 2.2** Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.

A representação dos componentes de um sistema hidrotérmico depende do grau de precisão com que se deseja explicar seus fenômenos e da etapa temporal que contempla a modelagem. Assim, um modelo simples pode ser tão efetivo como um modelo detalhado, o importante é que o modelo capture as características relevantes do sistema real [URIBE, 2000].

A seguir, são apresentados os componentes de um sistema hidrotérmico de potência enfocando a representação matemática de cada componente.

### 2.3.1 Modelagem da demanda do sistema

Existem diversas formas de representar a demanda de energia elétrica de um sistema, dentre as quais, destacam-se a curva de carga, que mostra a evolução da demanda de potência ao longo de um período de tempo (Figura 2.3 (a)) e a curva de duração de carga. Nesta curva a demanda de potência é ordenada em forma decrescente de magnitude, contra intervalos de tempo de um período especificado (Figura 2.3 (b)).

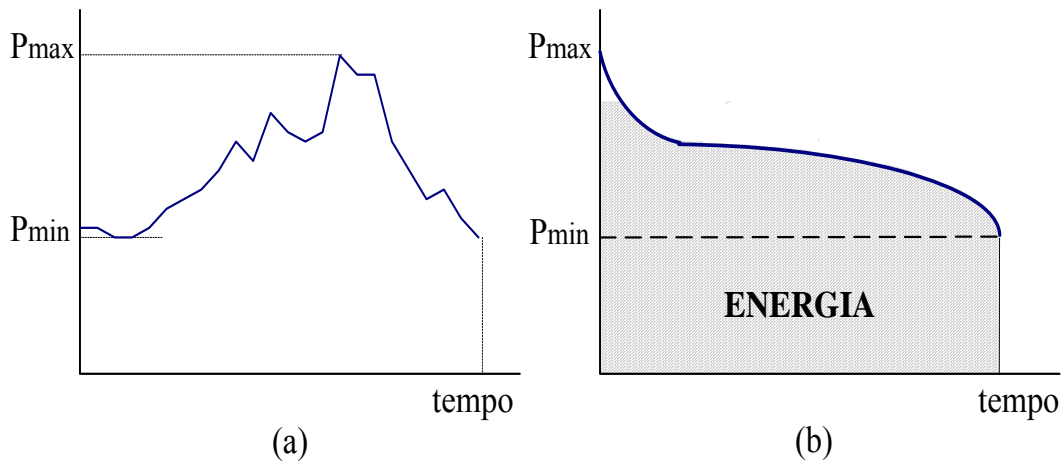


Figura 2.3 Representação da demanda de energia do sistema.

A curva de duração de carga pode-se aproximar mediante uma função constante por segmentos; a potência e duração de tempo são fixadas em cada segmento, e denominam-se blocos de demanda, como se ilustra na Figura 2.4.

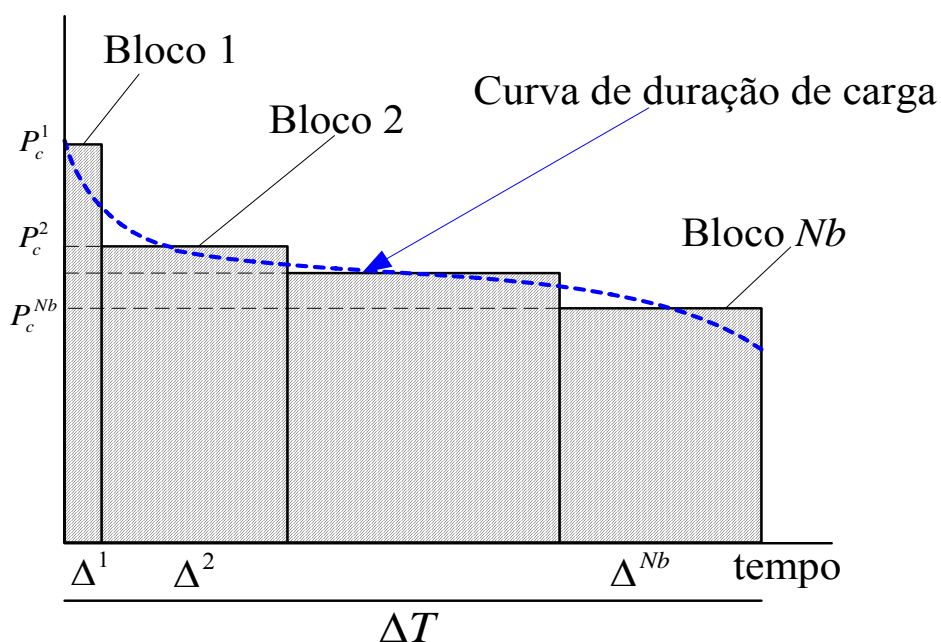


Figura 2.4 Representação da demanda de energia mediante blocos horários.

em que:

$N_b$  : Número de blocos.

$T$  : Período de estudo da demanda do sistema.

Deve-se atender dois requisitos para a construção dos blocos de demanda: o primeiro consiste em não reduzir a demanda mais alta do período, já que esta impõe a capacidade máxima disponível do sistema e isto se consegue fazendo com que o primeiro bloco tenha uma potência igual à máxima demanda de acordo com a curva de duração de carga ilustrada na Figura 2.4; o segundo requisito é que a energia total representada deve ser a mesma. Quanto maior o número de blocos de demanda, mais precisa será a aproximação.

### 2.3.2 Modelagem das usinas elétricas

#### a) Usinas hidrelétricas

Uma usina hidrelétrica é o conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é a geração elétrica resultante do aproveitamento de quedas de água existentes num rio. O processo de geração elétrica baseia-se na transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica.

A energia potencial hidráulica é proporcionada pela vazão hidráulica e pelo aproveitamento dos desníveis presentes ao longo do curso de um rio. Isto pode se dar de uma forma natural, quando o desnível está concentrado numa cachoeira, através de uma barragem, quando pequenos desníveis são concentrados na altura da barragem, ou através de desvio do rio de seu leito natural, concentrando-se os pequenos desníveis nesses desvios.

A energia gerada em uma usina hidrelétrica pode ser representada por um modelo de entrada-saída, no qual a entrada corresponde ao volume turbinado e a saída é a energia elétrica gerada que matematicamente pode se expressar de acordo com a equação (2.8):

$$GH_{i,t} = \rho_i \times Q_{i,t} \quad (2.8)$$

em que:

- $GH_{i,t}$  : Energia elétrica da usina  $i$ , na etapa  $t$  [MWh];
- $\rho_i$  : Coeficiente de produtividade da usina  $i$  [MW/m<sup>3</sup>/s];
- $Q_{i,t}$  : Volume turbinado na usina  $i$ , na etapa  $t$  [m<sup>3</sup>].

O coeficiente  $\rho_i$  depende da altura de queda líquida de água que a usina aproveita. Na prática, este coeficiente não é constante e varia com a altura de queda e da eficiência do conjunto turbina/gerador, mas para estudos de longo prazo é aceitável aproximar o coeficiente por seu valor à potência nominal.

As usinas hidráulicas se classificam em: *usinas de reservatório*, quando possuem reservatórios com grande capacidade de regularização, capazes de estocar água e são chamados reservatórios de acumulação, e *usinas a fio d'água*, quando possuem reservatórios com pouca capacidade de regularização, chamados reservatórios de compensação.

#### b) Usinas termelétricas

Em usinas termelétricas, a energia elétrica é obtida da transformação de energia térmica em energia mecânica para a movimentação da turbina acoplada a um gerador. As usinas termelétricas diferenciam-se em relação ao tipo de combustível utilizado para a geração de energia e à forma como o combustível utilizado é queimado.

O custo associado à geração termelétrica deve incluir o custo do combustível e os custos de mão-de-obra, estoques de combustível, de manutenção e de capital. Como os custos de estoque, mão-de-obra, manutenção e de capital são independentes da geração de energia, muitos modelos assumem que estes custos são fixos sendo, portanto ignorados. Assim só o custo variável de operação, dado pelo custo de combustível é modelado como uma função convexa e crescente da geração térmica. Para estudos de longo prazo é factível estabelecer uma relação linear entre o custo de operação e a energia gerada pela usina através da seguinte equação:

$$custo_{i,t} = cv_i \times GT_{i,t} \quad (2.9)$$

em que:

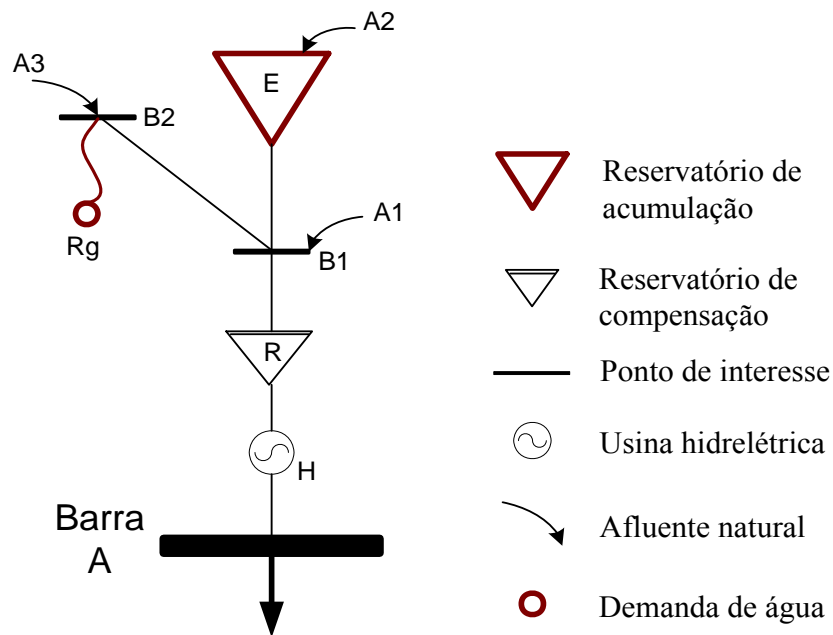
- $custo_{i,t}$  : Custo de operação do grupo térmico  $i$ , na etapa  $t$  [u.m.];
- $cv_i$  : Custo variável do grupo térmico  $i$  [u.m. /MWh];

$GT_{i,t}$  Energia elétrica gerada pelo grupo térmico  $i$ , na etapa  $t$  [MWh];  
 u.m.: Unidade monetária.

### 2.3.3 Modelagem do sistema hidráulico

Na Figura 2.5 ilustra-se o esquema hidráulico, o qual está formado por elementos que transportam e armazenam a água da qual dispõe o sistema para atender a demanda de energia. Fisicamente, inclui os seguintes elementos:

- Elementos que armazenam a água, como represas e lagos, agrupados sob a denominação de reservatórios;
- Elementos que permitem o fluxo da água, como rios, túneis de captação, canais, agrupados sob a denominação de trajetórias;
- Elementos que servem para o passo da água, como pontos de confluência de vazões naturais, agrupados sob a denominação de pontos de interesse [URIBE, 2000].



**Figura 2.5** Elementos do sistema hidráulico.

#### a) Reservatórios de acumulação.

Os reservatórios são estruturas que armazenam água para uso posterior na produção de eletricidade. Por causa da sua grande capacidade de armazenamento, estes elementos criam enlaces intertemporais nas decisões de operação entre uma etapa (cheia) e outra etapa (seca).

Como ilustra a Figura 2.6, em um reservatório de acumulação deve cumprir-se a equação de balanço hidráulico, a qual indica que o volume ao final da etapa  $t$  (início da etapa  $t+1$ ) é igual ao volume inicial mais os volumes aportados ao reservatório (volumes afluentes, turbinados e vertidos em usinas imediatamente a montante) menos os volumes de saída (volumes turbinados, vertidos e evaporados). O balanço hídrico é representado mediante a equação (2.10)

$$v_{i,t+1} = v_{i,t} + A_{i,t} + \sum_{l \in \Omega_i} (T_{l,t} + S_{l,t}) - T_{i,t} - S_{i,t} - e_{i,t} \quad (2.10)$$

em que:

$v_{i,t}$ : Volume armazenado no reservatório  $i$  ao final da etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

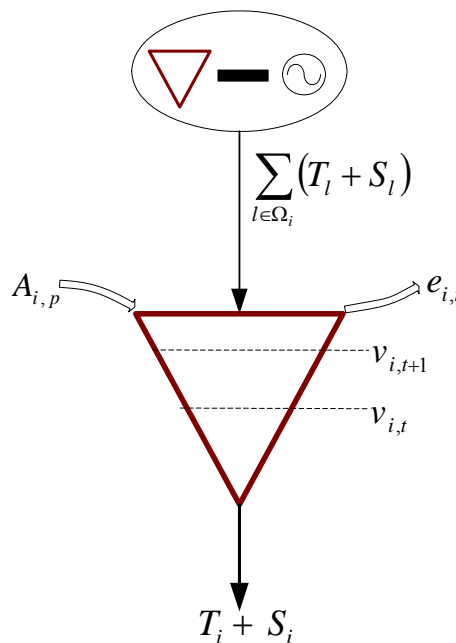
$A_{i,t}$ : Volume da água afluente ao reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

$S_{i,t}$ : Volume da água vertido pelo reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

$T_{i,t}$ : Volume da água turbinada no reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

$e_{i,t}$ : Volume da água evaporada no reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

$\Omega_i$ : Conjunto de usinas imediatamente a montante do reservatório  $i$ ;



**Figura 2.6** Balanço hídrico no reservatório de acumulação.



Os reservatórios de acumulação caracterizam-se por possuírem uma cota máxima  $\bar{v}$  que corresponde à máxima capacidade de armazenamento e uma cota mínima  $\underline{v}$  que corresponde ao volume mínimo operativo. O volume armazenado entre estas duas cotas é conhecido como volume útil. No entanto, os reservatórios de acumulação podem apresentar evaporações que interferem no aproveitamento do volume útil. Essas evaporações são representadas pela seguinte equação:

$$e_{i,t} = \varepsilon v_{i,t-1} \quad (2.11)$$

sendo:

$\varepsilon$ : Porcentagem de evaporação do volume armazenado no reservatório  $i$ .

### b) Reservatórios de compensação

Os reservatórios de compensação são elementos análogos aos reservatórios de acumulação. A diferença entre esses dois elementos está no aspecto da transferência de energia, pois, enquanto os reservatórios de acumulação permitem a transferência de energia de uma etapa (cheia) à outra (seca), os reservatórios de compensação (por sua pequena capacidade de armazenamento) só permitem a transferência de energia entre blocos horários de uma mesma etapa. O balanço hídrico dos reservatórios de compensação é expresso mediante a equação:

$$v_{i,t,b-1} = v_{i,t,b} + A_{i,t} + \sum_{l \in \Omega_i} (T_{l,t,b} + S_{l,t,b}) - T_{i,t,b} - S_{i,t,b} \quad (2.12)$$

em que:

$v_{i,t,b}$ : Volume armazenado no reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  no bloco  $b$  [ $\text{m}^3$ ];

$A_{i,t}$ : Volume da água afluente ao reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

$S_{i,t}$ : Volume da água vertido pelo reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  no bloco  $b$  [ $\text{m}^3$ ];

$T_{i,t}$ : Volume da água turbinada no reservatório  $i$  durante a etapa  $t$  no bloco  $b$  [ $\text{m}^3$ ];

$\Omega_i$ : Conjunto de usinas imediatamente a montante do reservatório  $i$ .

**c) Trajetórias:**

São elementos que transportam a água, caracterizam-se por possuir um sentido de fluxo, uma capacidade máxima de transporte e possíveis perdas de vazão ao longo de seu percurso produto de filtrações ao subsolo ou evaporação. As vazões das trajetórias ( $T_i$ ) podem estar limitadas por valores mínimos ( $\underline{T}_i$ ) em caso de irrigações, navegação, etc. ou por valores máximos ( $\overline{T}_i$ ) em caso de controle de cheias.

**d) Pontos de interesse:**

Os pontos de interesse são elementos que permitem o passo da água e neles deve cumprir-se a equação de balanço hídrico, com a diferença que estes elementos não armazenam energia e só permitem o passo da água.

$$0 = A_{i,t} + \sum_{l \in \Omega_i} (T_{l,t} + S_{l,t}) - T_{i,t} - S_{i,t} \quad (2.13)$$

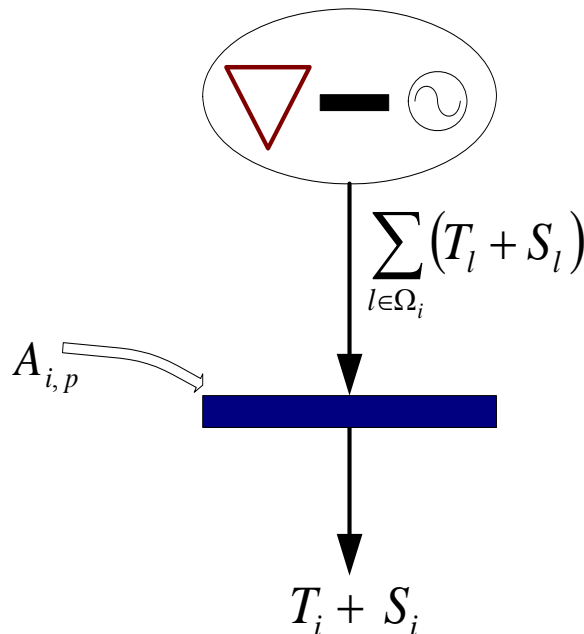
em que:

$A_{i,t}$ : Volume da água afluyente ao ponto de interesse  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

$S_{i,t}$ : Volume da água vertido pelo ponto de interesse  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

$T_{i,t}$ : Volume da água turbinada no ponto de interesse  $i$  durante a etapa  $t$  [ $\text{m}^3$ ];

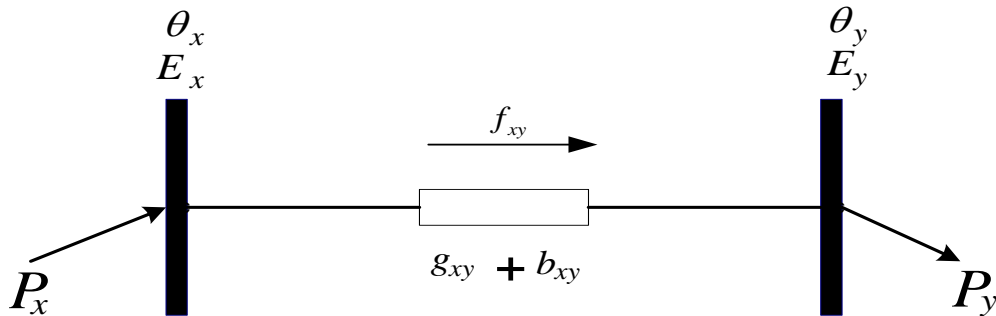
$\Omega_i$ : Conjunto de usinas imediatamente a montante do ponto de interesse  $i$ .



**Figura 2.7** Balanço hídrico no ponto de interesse.

### 2.3.4 Modelagem do sistema de transmissão

O sistema de transmissão é conformado pelos elementos encarregados de transportar a energia elétrica gerada pelas usinas hidráulicas e térmicas aos pontos de consumo. O problema de fluxo de potência na rede de transmissão está determinado pela magnitude e o ângulo das tensões de barra. Os elementos da rede de transmissão para o fluxo de potência são ilustrados na Figura 2.8.



**Figura 2.8** Elementos da rede de transmissão para o fluxo de potência.

O fluxo de potência ativa injetada nas barras “x” e “y” está determinado pelas equações (2.14) e (2.15).

$$P_x = b_{xy} E_x E_y \text{sen}(\theta_x - \theta_y) + g_{xy} E_x E_y (1 - \cos(\theta_x - \theta_y)) \quad (2.14)$$

$$P_y = b_{xy} E_x E_y \text{sen}(\theta_x - \theta_y) - g_{xy} E_x E_y (1 - \cos(\theta_x - \theta_y)) \quad (2.15)$$

em que:

$E_x E_y$  : Nível de tensão nas barras equivalentes  $x$  e  $y$ ;

$\theta_x, \theta_y$  : Ângulo elétrico das barras equivalentes  $x$  e  $y$ ;

$g_{xy}, b_{xy}$  : Condutância e susceptância elétrica entre as barras equivalentes  $x$  e  $y$ ;

$P_x$  : Fluxo de potência que sai da barra equivalente  $x$ ;

$P_y$  : Fluxo de potência que chega à barra equivalente  $y$ .

Ao considerar o sistema elétrico sob condições de estabilidade de tensão e controle de reativos, a diferença angular  $\theta_x - \theta_y$  é muito pequena e as tensões  $E_x, E_y$  são muito próximas a seu valor nominal (1 p.u.) assumindo iguais à tensão de operação

nominal da linha de transmissão ( $E$ ). Além disso, se a diferença angular  $\theta_x - \theta_y$  é próxima a zero, as funções trigonométricas podem se aproximar como:

$$E_x \approx E_y \approx E, \quad \theta_x - \theta_y \approx 0 \quad (2.16)$$

$$\text{Cos}(\theta_x - \theta_y) \approx 1 - 0.5(\theta_y - \theta_x)^2 \quad (2.17)$$

$$\text{Sen}(\theta_x - \theta_y) \approx (\theta_y - \theta_x) \quad (2.18)$$

A aplicação das expressões (2.16), (2.17) e (2.18) ao resultado (2.14) e (2.15) permite alcançar expressões mais simples desde o ponto de vista numérico:

$$P_y = b_{xy}E^2(\theta_x - \theta_y) - g_{xy}E^2(0.5(\theta_x - \theta_y)^2) \quad (2.19)$$

$$P_x = b_{xy}E^2(\theta_x - \theta_y) + g_{xy}E^2(0.5(\theta_y - \theta_x)^2) \quad (2.20)$$

Desprezando o termo quadrático, tem-se uma expressão ainda mais simples para a equação do fluxo de potência, que fica como uma função linear no que o fluxo de potência passa a ser conhecido como fluxo de potência linearizado ou fluxo de potência de corrente contínua (CC).

$$P_x \approx P_y \approx f_{xy}(\theta_x, \theta_y) = b_{xy}E_{xy}^2(\theta_x - \theta_y) \quad (2.21)$$

## 2.4 Técnicas de solução da coordenação hidrotérmica de curto prazo

### 2.4.1 Decomposição heurística

Os métodos de decomposição heurística dividem o problema da coordenação hidrotérmica em dois subproblemas: um subproblema térmico e outro hidráulico. O subproblema de otimização hidráulico usa a função de custo térmico ou o custo marginal do sistema térmico para alocar eficientemente os recursos de água dentro do horizonte de tempo.

Uma vez definidas as contribuições da geração hidráulica subtraídas dos requisitos da carga, o subproblema térmico se soluciona como um problema de compromisso de unidade padrão. A parte hidráulica do processo de otimização é usualmente resolvida com métodos de fluxo de redes linear. Para o subproblema

térmico, o método de lista de prioridade ou métodos de representação agregada simplificada têm sido empregado para reduzir os requerimentos computacionais.

Os métodos heurísticos são rápidos e fáceis de serem implementados, mas, em geral, determinam programas de produção com relativos custos altos, porque são impostas numerosas simplificações ao modelo. [ZOUMAS, 2004]

#### **2.4.2 Decomposição de Benders**

O método de decomposição de Benders é um dos métodos de decomposição mais eficientes. Neste método o problema da coordenação hidrotérmica é separado num problema mestre relacionado com as variáveis inteiras (que representam os estados de compromisso das unidades) e um subproblema relacionado com a otimização das variáveis contínuas (geração das unidades individuais). [ZOUMAS, 2004]

O problema mestre pode ser resolvido por rotinas de programação inteira disponíveis. Uma vez que o problema mestre é resolvido e os estados de compromisso das unidades geradoras são determinados, os estados designados serão impostos ao subproblema que é resolvido como qualquer rotina de despacho econômico.

Depois de resolver o subproblema, um conjunto de variáveis duais é retornado ao problema mestre. Então os cortes de Benders serão gerados desses valores duais os quais governarão a determinação da solução do problema mestre. Um processo iterativo que consiste na solução do problema mestre e do subproblema é requerido para alcançar a solução ótima. [SHAHIDEHOPOUR, 2005]

A pesar que a dimensão do subproblema aumente devido às restrições hidráulicas (dependendo do número de usinas hidráulica no sistema), o subproblema pode-se decompor mais com respeito a sistemas hidráulicos e térmicos para obter uma maior eficiência computacional.

A principal dificuldade no método de decomposição de Benders é a determinação da solução do problema mestre o qual é, todavia estimado como um problema de otimização inteiro de grande porte. Para melhorar a eficiência, algumas restrições que são difíceis de tratar, tais como restrições de arranque e parada não lineares, são substituídas por restrições simples na formulação atual do algoritmo de coordenação. Outra dificuldade da aplicação do método de decomposição de Benders é

na coordenação hidrotérmica com restrições de combustíveis. Posto que os estados das unidades com restrições de combustíveis são considerados no problema mestre e seus resultados são determinados dentro do subproblema, o número de restrições mestres aumenta assim como o número de variáveis duais devido à presença das restrições de combustíveis. [ZOUMAS, 2004]

### **2.4.3 Programação dinâmica**

O método da programação dinâmica foi introduzido nos anos 60 para a resolução de problemas de coordenação da geração elétrica. O problema de otimização é dividido primeiro em várias etapas, então, um número de estados são designados para cada etapa. Baseado no princípio de otimalidade de Bellman, uma relação recursiva é formulada para o problema, que identifica a política ótima para cada estado numa etapa, determina que a política ótima para cada esta na seguinte etapa é conhecida. Usando uma relação recursiva e um procedimento regressivo (*backward*), a política ótima é encontrada etapa por etapa até que a etapa inicial é alcançada [WOOD, 1996; FERRERO, 1998]

Nos problemas de coordenação hidrotérmica o método de programação dinâmica é extensamente usado porque permite modelar com precisão a maioria das características das usinas hidrelétricas. O método de programação dinâmica apresenta uma desvantagem conhecida como “maldição da dimensão”, que limita o desempenho para sistemas que possuem múltiplas reservatórios e usinas hidrelétricas em cascata [WOOD, 1996].

### **2.4.4 Relaxação Lagrangeana**

A técnica de relaxação Lagrangeana é uma ferramenta matemática para problemas de programação inteira-mista. A idéia básica do método é que relaxa os requerimentos de demanda e reserva usando os multiplicadores de Lagrange gerando um novo problema conhecido como problema dual.

O método de relaxação Lagrangeana decompõe o problema num subproblema por unidade térmica e um subproblema por sistema hidrelétrico que podem ser facilmente resolvidos por técnicas de otimização convencionais. Para maximizar a função dual, os multiplicadores de Lagrange são ajustados iterativamente. A relaxação das restrições causa uma diferença entre a solução do problema primal e dual chamada

“gap de dualidade”, a solução ótima dual raramente satisfaz as restrições de reserva e balanço de potência, então a solução possível sub-ótima é usualmente buscada perto do ponto ótimo dual. O método de busca é um processo iterativo onde os subproblemas relaxados são resolvidos e os multiplicadores de Lagrange são atualizados segundo o grau da violação das restrições de reserva e de balanço de potência [SALAM, 1998; JIMENEZ, 1999].

Há duas principais desvantagens dos métodos de relaxação Lagrangeana: primeira, a convergência dos algoritmos subgradientes empregados comumente para o máximo dual é muito lento e a solução dos subproblemas pode ser muito sensível a variações de preços; a segunda, é que, os valores dos multiplicadores que maximizam a função dual não garantem a praticabilidade do problema primal devido à não convexidade do espaço de busca do problema [SALAM, 1998].

#### **2.4.5 Programação linear**

Os modelos de programação linear (PL) são implementados por meio da elaboração de sistemas lineares constituídos de: (1) um conjunto de equações e inequações que descrevem as restrições do sistema real em estudo; e (2) uma equação para descrever a função objetivo que expressa o parâmetro a ser maximizado ou minimizado. Este método pode tratar de problemas com milhares de variáveis e restrições usando computadores econômicos com uma elevada eficiência computacional.

Quando um problema é resolvido por um modelo de programação linear é fundamental que se consiga distinguir, de um lado, quais são as variáveis fora de controle ou parâmetros com valores fixos, e, de outro lado, quais são as variáveis de decisão, ou seja, aquelas cujo valor se quer conhecer. As variáveis de decisão compõem tanto a função objetivo como as restrições. A solução de um modelo dará exatamente o valor dessas variáveis de decisão

A programação linear tem a vantagem que outras restrições podem ser incorporadas diretamente e as restrições acopladas adicionalmente podem ser incluídas facilmente por simples adição de mais colunas na matriz de restrições. A formulação da programação linear é realizada pela linearização das equações de restrições não lineares [PIEKUTOWSKI, 1994].

## **2.4.6 Técnicas baseadas em inteligência artificial**

A inteligência artificial é uma área de estudo com aplicações em diversas áreas do conhecimento. Na área de sistemas de potência, só no início da década de 80 que as técnicas de inteligência artificial começaram a ser utilizadas com maior intensidade.

A vantagem de empregar estas técnicas radica em que a implementação é menos complexa, não precisam de uma função objetivo explícita, não dão uma, senão várias soluções e, possuem tempos de execução razoáveis. Podem mencionar-se algumas técnicas baseadas em inteligência artificial aplicadas a resolver o problema da coordenação hidrotérmica.

- Algoritmos genéticos [ZOUMAS, 2004; GIL, 2003].
- Redes neurais artificiais [LIANG, 1996].
- Busca tabu [BAI, 1996].

## **2.5 Técnicas de solução da coordenação hidrotérmica de médio e longo prazo**

### **2.5.1 Coordenação hidrotérmica e planejamento**

O problema da coordenação hidrotérmica e a planificação têm merecido um crescente interesse por parte das empresas geradoras devido à grande quantidade de recursos envolvidos e à necessidade de coordenar os múltiplos geradores que participam no negócio elétrico. Os governos e seus organismos reguladores também têm mostrado muito interesse no tema, visto que a adequada operação do sistema pode produzir impactos no âmbito tarifário.

Os modelos de coordenação hidrotérmica são utilizados amplamente em estudos de planejamento, como os mencionados a seguir:

- *Determinação do consumo de combustível*: através da simulação da operação do sistema para diferentes cenários de demanda e hidrologia, estima-se a média e variância do consumo de combustível e os valores extremos deste consumo. Informações importantes para o planejamento financeiro das empresas.



- *Estudos de políticas comerciais*: permite avaliar o efeito de contratos de intercâmbio com sistemas vizinhos. Para cada alternativa de contrato, calcula-se a política de operação e se avaliam os ingressos resultantes da venda de energia, valores máximos e mínimos, etc.
- *Estudos de política tarifária*: além da política ótima, os modelos de coordenação hidrotérmica calculam os *custos marginais do sistema*, isto é, a variação do custo de operação médio com relação às variações incrementais da demanda em cada etapa. Esta informação é básica para estudos de política tarifária, determinação de preços de intercâmbio com os sistemas vizinhos, e a determinação de tarifas de pedágio pelo uso do sistema de transmissão da empresa por terceiros.
- *Estudos de política de racionamento*: os modelos de coordenação hidrotérmica representam o efeito de diferentes políticas de racionamento de energia, em termos de duração, profundidade e impactos econômico e financeiro.
- *Realimentação do planejamento da expansão*: além dos custos marginais associados à variação da demanda, os modelos de coordenação hidrotérmica produzem sinais econômicos chamados custos marginais de capacidade, isto é, a redução do custo médio de operação com respeito a reforços incrementais da capacidade de cada equipamento de geração ou transmissão. A comparação destes benefícios incrementais com os custos incrementais de investimento de cada equipamento permite identificar os candidatos mais rentáveis para a expansão do sistema.

### **2.5.2 Programação dinâmica estocástica**

O método de programação dinâmica estocástica (PDE) tem sido amplamente aplicada ao problema de coordenação hidrotérmica de longo prazo, devido a sua capacidade de manejar aspectos estocásticos e relações não lineares. O método de PDE tem a vantagem de decompor problemas complexos em uma série de problemas que são resolvidos recursivamente sob a hipótese de que o custo funcional de cada estágio satisfaz a condição de separabilidade [ZAMBELLI, 2006]

Na PDE, o problema se divide em etapas e a melhor decisão em cada etapa é determinada de acordo com a situação (estado) em que o sistema se encontra. A otimalidade é baseada no conhecimento prévio de todas as possibilidades futuras e suas conseqüências, de modo a satisfazer o “princípio de otimalidade de Bellman”. Assim, o custo total de operação é dado pelo custo da decisão no próprio estágio com o custo futuro pré-determinado a partir do estágio seguinte [MARTINEZ, 2004].

No entanto a PDE apresenta uma limitação severa, esta se deve á necessidade de enumerar todas as combinações possíveis dos valores das variáveis de estado (armazenamento nos reservatórios). Isto faz que o esforço computacional cresça exponencialmente como o numero de reservatórios esta limitação é conhecida como “maldição da dimensionalidade”.

### **2.5.3 Programação dinâmica dual estocástica**

A programação dinâmica dual estocástica (PDDE) é um método alternativo à PDE que permite solucionar o problema da dimensionalidade, pois não precisa da discretização do espaço de estados. O método de PDDE está baseado na observação de que a função custo futuro pode ser representada como uma função linear por partes. Mostra-se, também, que a inclinação da função custo futuro ao redor de um ponto ascende aos valores esperados de água armazenada, os quais correspondem aos multiplicadores simplex associados às equações de balanço hidráulico [PEREIRA, 1998].

Além da representação analítica da função custo futuro, a técnica de PDDE usa um esquema iterativo simulação/otimização para selecionar somente os estados que sejam relevantes para as decisões de coordenação. Como conseqüência, chega a ser possível resolver o problema de coordenação para um grande número de reservatórios com um esforço computacional razoável [PEREIRA, 1998].

### **2.5.4 Programação linear**

Os métodos de programação linear têm sido usados amplamente para resolver problemas de despacho econômico. As principais atrações da programação linear são: a inerente confiabilidade computacional, rapidez (se a aproximação é algoritmicamente bem adaptada à estrutura do problema), flexível, fácil de para programar e requer pouco armazenamento computacional.

O método de programação linear permite que as restrições do sistema possam ser linearizadas perto do ponto de operação nominal ou que as não linearidades sejam modeladas utilizando segmentos lineares [CONEJO, 1994].

Uma vantagem do método de programação linear é que as variáveis primais e duais obtêm-se simultaneamente como resultado da otimização, e que as variáveis duais representam os custos marginais, e no caso da coordenação hidrotérmica as variáveis duais representam os custos marginais de energia, informação que é requerida nos mercados de energia com esquemas competitivos [PEREIRA, 1998]

### **2.5.5 Técnicas baseadas em inteligência artificial**

Similar ao problema da coordenação hidrotérmica de curto prazo, as técnicas baseadas em inteligência artificial são usadas para resolver o problema de coordenação hidrotérmico de médio e longo e prazo. As vantagens de empregar estas técnicas está na implementação menos complexa, não precisando de uma função objetivo explícita, não dão uma, senão várias soluções e, possuem tempos de execução razoáveis. Podem mencionar-se algumas técnicas baseadas em inteligência artificial aplicadas a resolver o problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo.

- Redes neurais artificiais [NARESH, 2000]
- Estratégias evolutivas [PASTOR, 2005]

## Capítulo 3

# METODOLOGIA BASEADA EM PROGRAMAÇÃO LINEAR PARA A SOLUÇÃO DA COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA

### 3.1 Introdução

O problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo consiste em estabelecer uma estratégia de operação ótima do sistema para o horizonte de estudo. Este problema geralmente é resolvido por modelos que usam métodos não lineares (programação dinâmica, programação dinâmica dual estocástica). Devido a que estes modelos usam funções não lineares para representar os elementos do sistema, sua implementação resulta complexa e requer de informação muito detalhada que em muitos casos não está disponível e podem inviabilizar a representação de alguns elementos. Já a programação linear permite representar todos os elementos do sistema utilizando modelos lineares, que para estudos de longo prazo podem permitir uma aproximação razoável sem perder muita precisão nos resultados que se desejam obter.

A programação linear na coordenação hidrotérmica de longo prazo apresenta duas vantagens: (1) permite representar as características de um maior número de elementos do sistema e para isso é suficiente ter uma informação básica de cada elemento e (2) a possibilidade de incluir um número de restrições, sem onerar o número de variáveis nem o esforço computacional e de programação. A hipótese é que a precisão dos resultados com o modelo linear serão suficientemente precisos para a coordenação hidrotérmica de longo prazo.

Neste capítulo é apresentada a proposta de uma metodologia baseada em programação linear para resolver o problema de coordenação hidrotérmica de longo prazo. Descrevem-se as particularidades adotadas na metodologia: onde numa primeira etapa, a metodologia considera perdas nulas no sistema de transmissão. Na segunda etapa as perdas na transmissão são incluídas. Posteriormente descreve-se o tratamento que se faz à variável hidrológica no modelo, assim como a implementação computacional da metodologia.

### **3.2 Considerações sobre a metodologia de programação linear**

Para a análise da coordenação hidrotérmica no longo prazo é possível modelar as características dos elementos de um sistema hidrotérmico de potência de maneira linear. Entretanto, estas simplificações são feitas observando-se que o impacto nas variáveis de interesse na etapa de longo prazo seja mínimo.

A metodologia de Programação Linear (PL) é uma ferramenta que apresenta características muito atrativas, entre as quais destacam-se:

- A grande capacidade para tratar problemas de grande porte;
- Convergem para uma solução ótima global;
- Não requer solução inicial;
- Teoria da dualidade bem desenvolvida para a análise de sensibilidade;
- Os códigos computacionais são facilmente disponíveis.

A programação linear permite também que sistemas de grande porte possam ser resolvidos por meio de técnicas especiais (linearização e decomposição) para reduzir a dimensão do problema. O uso de modelos de programação linear é enfocado pelo fato de serem fáceis de formular e resolver, além de se encontrar com facilidade programas computacionais adaptáveis para qualquer problema prático e de considerarem objetivos múltiplos na análise.

Um problema de programação linear caracteriza-se pela existência de uma função objetivo submetida às restrições lineares de igualdade ou desigualdade e

composto por variáveis cujos valores ótimos são verificados pela resolução do problema.

Uma formulação do problema de programação linear, comumente usada para descrevê-lo e para ser resolvido por algoritmos, é conhecida como forma padrão representada pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{sujeito a} \quad & Ax \leq b \\ & x \geq 0 \end{aligned} \tag{3.1}$$

em que:  $A$ ,  $x$ ,  $b$  e  $c^T$ , apresentados em (3.1), são:

- Matriz  $A$ : matriz  $m \times n$  dos coeficientes das restrições;
- Vetor  $x$ : vetor  $n$ -dimensional das variáveis de decisão;
- Vetor  $b$ : vetor  $m$ -dimensional com os valores dos recursos disponíveis;
- Vetor  $c^T$ : vetor  $r$ -dimensional dos coeficientes da função objetivo.

Qualquer problema linear pode ser convertido para a forma padrão introduzindo-se variáveis adicionais na formulação, chamadas variáveis de folga ou artificiais e eliminando-se as restrições do tipo  $\leq$  e  $\geq$  convertendo o problema na forma padrão, apresentado em (3.1).

#### • Teoria da Dualidade em programação linear

Um dos conceitos mais importantes em programação linear é o de dualidade. Qualquer problema de PL tem associado um outro problema de PL, chamado de dual. Neste contexto, o problema original denomina-se por primal.

Assim, dado um problema linear de minimização (3.1), denominado primal, existe outro problema equivalente associado (3.2), denominado dual. Ambos compartilham a matriz  $A$ , e os vetores  $b$  e  $c$ .

$$\begin{aligned} \max \quad & b^T y \\ \text{sujeito a} \quad & yA \geq c \\ & y \geq 0 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Analisando conjuntamente os problemas primal e dual tem-se:

- A cada variável do primal corresponde uma restrição do dual;
- A cada restrição do primal corresponde uma variável do dual;
- O vetor de recursos do primal ( $b$ ) se transforma no vetor de custos do dual ( $c$ );
- O vetor de custos do primal ( $c$ ) transforma-se no vetor de recursos do dual ( $b$ );
- Se o primal for um problema de maximização (minimização) na forma típica, então o problema dual será um problema de minimização (maximização) na forma típica.

Uma das dúvidas normalmente presentes em programação linear é qual das duas formulações apresentadas (primal e dual) utilizar para resolver um problema de programação linear. É possível demonstrar que na solução ótima, os problemas primal e dual fornecem o mesmo valor para a função objetivo. Assim, a escolha entre as duas formulações apresentadas depende do problema propriamente dito e da análise que o decisor pretende fazer baseado nos resultados a ser obtidos.

Na prática, porém, a maioria dos softwares de otimização resolve os problemas primal e dual simultaneamente utilizando uma classe e algoritmos conhecidos como primal-dual. Esta classe de algoritmos é utilizada tanto no método Simplex como no método de pontos interiores.

### **Método Simplex**

- Criado por George B. Dantzig entre 1947 e 1951, junto com suas extensões, tem sido extensivamente utilizado para resolução de problemas de Programação Linear, principalmente nas últimas décadas em todas as áreas da pesquisa operacional [BAZARAA, 1990].
- Pode-se resumir como a busca da solução ótima do problema de PL nos vértices da região factível, movendo-se de um vértice a outro que apresenta uma solução melhor ou ao menos não pior. A busca de um vértice melhor se

fundamenta na idéia do gradiente, mas utiliza a derivada direcional com relação de cada variável de decisão [VELAZCO, 2003].

- É um método matricial que utiliza operações elementares de matrizes na busca do ótimo. Para sua aplicação é necessário que o problema esteja expresso na sua forma padrão, ou seja, todas as restrições devem estar expressas em forma de igualdades e que todas as variáveis de decisão sejam maiores ou iguais que zero. O método Simplex é um método muito valioso que permite determinar a solução ótima de um problema, se esta existir. Se não existe solução ótima o método Simplex informa que o problema é não factível [BAZARAA, 1990].

### **Método de Pontos Interiores**

Em 1984, a publicação do trabalho de Karmarkar [KARMARKAR, 1984] iniciou uma nova linha de pesquisa conhecida como métodos de pontos interiores. Em programação linear, a diferença entre os métodos de pontos interiores e o método simplex está na natureza das soluções obtidas em cada iteração. No método simplex, as soluções pertencem à fronteira da região factível, enquanto que nos métodos de pontos interiores as soluções estão no interior da região factível. Além disso, no método simplex o número de iterações tende a crescer com o tamanho dos problemas, enquanto que nos métodos de pontos interiores não existe esta tendência.

### **3.3 Metodologia de programação linear sem considerar perdas na transmissão**

A coordenação hidrotérmica de longo prazo consiste em determinar a geração hidrelétrica e termelétrica para um horizonte de planificação dado, de forma que os recursos sejam aproveitados de maneira eficiente e econômica. A coordenação hidrotérmica de longo prazo é formulada como um problema de minimização do custo total de operação. Para alcançar esta meta, a função objetivo é formulada levando em conta duas considerações:

- Faz-se uso de grupos fictícios de geração localizados em cada barra com um custo de operação igual ao custo de racionamento do sistema com a



finalidade de evitar possíveis indisponibilidades de geração que não permitam o atendimento da demanda;

- Algumas trajetórias estão limitadas em sua operação por valores mínimos associados aos requisitos de água para diversos usos. Para garantir estes requisitos, faz-se uso de uma variável fictícia que abastece o volume de água faltante. Na função objetivo incorpora-se esta variável associada a um custo elevado.

Tendo em conta estas considerações a função objetivo resultante é

$$\begin{aligned} \min Z = & \sum_{i=1}^{NGT} \sum_{p=1}^{NETP} \sum_{b=1}^{NBLO} cv_i \times GT_{i,p,b} + \sum_{i=1}^{NCH} \sum_{p=1}^{NETP} \sum_{b=1}^{NBLO} \rho_i \times ch_i \times Q_{i,p,b} \\ & + \sum_{i=1}^{NBAR} \sum_{p=1}^{NETP} \sum_{b=1}^{NBLO} cf_i \times GF_{i,p,b} + \sum_{i=1}^{NPIN} \sum_{p=1}^{NETP} cr_i \times R_{i,p,0} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Sujeita às seguintes restrições:

*a) Equação de fornecimento da demanda*

As equações de fornecimento da demanda são formuladas em cada barra  $i$ , em cada etapa  $p$ , em cada bloco  $b$  (equação (3.4)).

$$\sum_{j=1}^{NGT} GT_{j,p,b} + \sum_{j=1}^{NCH} \rho_j \times Q_{j,p,b} + GF_{i,p,b} - \sum_{j=1}^{NLIN} F_{j,p,b} + \sum_{j=1}^{NLIN} F_{j,p,b} = D_{i,p,b} \quad (3.4)$$

*b) Balanço hidráulico*

Para a análise do balanço hidráulico, são feitas as seguintes considerações:

- As trajetórias que saem de usinas hidrelétricas ou reservatórios de compensação são definidas por etapas e por blocos, entretanto as trajetórias que saem de reservatórios de acumulação ou de um ponto de interesse são definidas somente por etapas.
- Os volumes dos reservatórios de acumulação são definidos apenas por etapas, entretanto para reservatórios de compensação os volumes são definidos por etapas e por blocos.

- *Balanço hidráulico nos pontos de interesse*

As equações de equilíbrio hídrico são formuladas em cada ponto  $i$ , por cada etapa  $p$  (Equação (3.5)).

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{NTRY} T_{j,p,0} + \sum_{j=1}^{NTRY} \sum_{b=1}^{NBLO} T_{j,p,b} + R_{i,p,0} \\ - \sum_{j=1}^{NTRY} T_{j,p,0} - S_{i,p,0} = -A_{i,p,0} + \text{Rego}_{i,p,0} \end{aligned} \quad (3.5)$$

- *Balanço hidráulico em reservatórios de acumulação*

As equações de equilíbrio hídrico são formuladas por cada reservatório com acumulação  $i$ , em cada etapa  $p$  (Equação (3.6)).

$$\begin{aligned} (1 - \varepsilon) v_{i,p-1,0} + \sum_{j=1}^{NTRY} T_{j,p,0} + \sum_{j=1}^{NTRY} \sum_{b=1}^{NBLO} T_{j,p,b} + R_{i,p,0} \\ - v_{i,p,0} - \sum_{j=1}^{NTRY} T_{j,p,0} - S_{i,p,0} = -A_{i,p,0} + \text{Rego}_{i,p,0} \end{aligned} \quad (3.6)$$

O volume apresenta as seguintes restrições:

$$v_{i,0} = v_{inicial} \quad (3.7)$$

$$v_{i,Fin} = v_{final} \quad (3.8)$$

$$v_{\minimo} \leq v_{i,p} \leq v_{\maximo} \quad (3.9)$$

- *Balanço hidráulico em reservatórios de compensação*

As equações de equilíbrio hídrico são formuladas por cada reservatório com compensação  $i$ , em cada etapa  $p$ , em cada bloco  $b$  (Equação (3.10)).

$$\begin{aligned} v_{i,p,b} + \sum_{j=1}^{NTRY} T_{j,p,b} + \sum_{j=1}^{NTRY} \sum_{b=1}^{NBLO} T_{j,p,b} + R_{i,p,b} \\ - v_{i,p,b-1} - \sum_{j=1}^{NTRY} \sum_{b=1}^{NBLO} T_{j,p,b} - S_{i,p,b} = -A_{i,p,b} + \text{Rego}_{i,p,b} \end{aligned} \quad (3.10)$$

O volume apresenta as seguintes restrições:

$$v_{i,p,1} = 0 \quad (3.11)$$

$$v_{i,p,NBLO+1} = 0 \quad (3.12)$$

$$0 \leq v_{i,p,b} \leq v_{\text{máximo}} \quad (3.13)$$

- *Balanço hidráulico em usinas hidráulicas.*

As equações de equilíbrio hídrico são formuladas por cada usina hidrelétrica  $i$ , em cada etapa  $p$  (Equação (3.14) e (3.15)).

$$\sum_{b=1}^{NBLO} Q_{i,p,b} = \sum_{b=1}^{NBLO} T_{j,p,b} \quad (3.14)$$

ou

$$\sum_{b=1}^{NBLO} Q_{i,p,b} = T_{j,p,0} \quad (3.15)$$

- c) *Equações de fluxo nas linhas*

As equações de fluxo de energia são formuladas por cada linha de transmissão  $i$ , em cada etapa  $p$ , em cada bloco  $b$  (Equação (3.16)).

$$F_{i,p,b} - (E_i^2) \left( \frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2} \right) (\theta_{x,p,b}) + (E_i^2) \left( \frac{X_i}{R_i^2 + X_i^2} \right) (\theta_{y,p,b}) = 0 \quad (3.16)$$

Os fluxos de energia estão limitados pela capacidade de transmissão nas linhas de acordo com a equação (3.17):

$$-\bar{F}_{\max i} \leq F_{i,p,b} \leq \bar{F}_{\max i} \quad (3.17)$$

- d) *Limites das usinas geradoras*

Os limites em cada usina elétrica  $i$ , em cada etapa  $p$ , em cada bloco  $b$  estão definidos pelas equações (3.18) e (3.19):

$$Q_{i,p,b} \leq Q_{\max} \times fMan_{ipx} \quad (3.18)$$

$$GT_{i,p,b} \leq GT_{\max i} \times Disp_i \times fMan_{ipx} \quad (3.19)$$

$$fMan_{ipx} = 1 - \frac{HMan_{ipx} \times DMan_{ip}}{H_{px}} \quad (3.20)$$

em que:

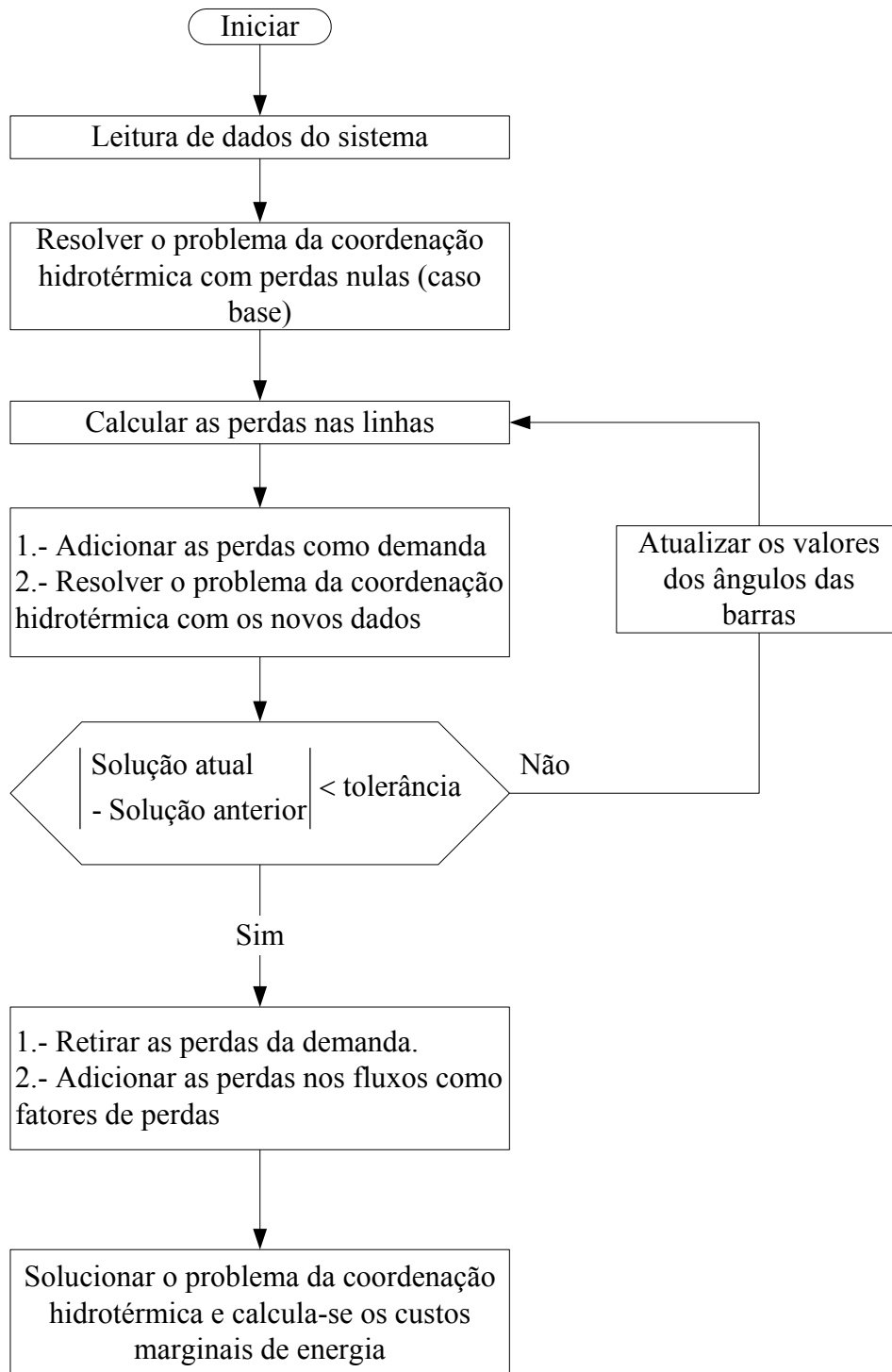
$b$ :	índice dos blocos horários;
$p$ :	índice das etapas;
$NETP$ :	Número de etapas de estudo;
$NBLO$ :	Número de blocos;
$NGT$ :	Número de grupos térmicos;
$NCH$ :	Número de usinas hidrelétricas;
$NBAR$ :	Número de barras do sistema;
$NTRY$ :	Número de trajetórias no sistema;
$NDAG$ :	Número de demandas ou requerimentos de água;
$NLIN$ :	Número de linhas de transmissão;
$cv_i$ :	Custo variável de produção de energia do grupo térmico $i$ [u.m./MWh];
$cf_i$ :	Custo de racionamento [u.m. /MWh];
$ch_i$ :	Custo de produção de energia da usina hidráulica $i$ [u.m. /MWh];
$cr_i$ :	Custo de abastecimento do requisito de água $i$ [u.m. /m <sup>3</sup> ];
$\rho_i$ :	Coefficiente de produção da usina hidráulica $i$ [MW-seg/m <sup>3</sup> ];
$GT_{i,p,b}$ :	Energia gerada pelo grupo térmico $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$ [MWh];
$GF_{i,p,b}$ :	Energia de falha na barra $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$ [MWh];
$Q_{i,p,b}$ :	Volume de água turbinado na usina $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$ [m <sup>3</sup> ];
$R_{i,p,0}$ :	Volume de água fictício para atender os requerimentos de água $i$ , durante a etapa $p$ [m <sup>3</sup> ];
$D_{i,p,b}$ :	Demanda de energia na barra $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$ [MWh];

$S_{i,p,0}$ :	Volume de água vertido durante o período $p$ [ $m^3$ ];
$v_{i,p,0}$ :	Volume de água armazenado no reservatório de acumulação $i$ , durante a etapa $p$ [ $m^3$ ];
$v_{i,p,b}$ :	Volume de água armazenado no reservatório de compensação $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$ [ $m^3$ ];
$T_{i,p,0}$ :	Volume de água transportado pela trajetória $i$ , durante a etapa $p$ [ $m^3$ ];
$T_{i,p,b}$ :	Volume de água transportado pela trajetória $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$ [ $m^3$ ];
$A_{i,p,0}$ :	Volume de água afluyente ao sistema na etapa $p$ [ $m^3$ ];
Rego $_{i,p,0}$ :	Requerimento de água na etapa $p$ [ $m^3$ ];
$F_{i,p,b}$ :	Fluxo de energia na linha $i$ , durante a etapa $p$ , no bloco $b$ [MWh];
$\theta_{i,p,b}$ :	Ângulo da barra $i$ , na etapa $p$ , no bloco $b$ [rad];
$E_i$ :	Tensão na linha de transmissão $i$ , na etapa $p$ , no bloco $b$ [kV];
$Disp_i$ :	Disponibilidade da usina termelétrica $i$ [p.u.];
$fMan_{ipx}$ :	Fator de manutenção da usina elétrica $i$ , na etapa $p$ , no bloco horário $x$ , onde $x$ pode ser horário de ponta ou horário fora de ponta [p.u.];
$HMan_{ipx}$ :	Horas de manutenção da usina elétrica $i$ , na etapa $p$ , no bloco horário $x$ [h];
$DMan_{ip}$ :	Dias de manutenção da usina elétrica $i$ , na etapa $p$ ;
$H_{px}$ :	Número de horas na etapa $p$ , no bloco horário $x$ [h];
u.m.:	Unidade monetária.

### 3.4 Metodologia de programação linear considerando as perdas na transmissão

O problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo considerando as perdas no sistema de transmissão, passa a ser um processo iterativo com as seguintes etapas (ver Figura 3.1):

- a) Na primeira iteração, resolve-se o problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo (modelo de otimização linear) considerando perdas nulas (caso base);
- b) Calculam-se os ângulos das barras e as perdas nas linhas de transmissão (para cada mês  $p$  e cada bloco  $b$ );
- c) As perdas são adicionadas como demanda nas barras correspondentes aos extremos das linhas (50% em cada barra). Conforme as perdas, modificam-se as capacidades de transmissão das linhas (capacidade fictícia);
- d) Com os valores atualizados das perdas nas linhas de transmissão resolve-se o problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo (potências geradas pelas usinas e fluxos nas linhas de transmissão) usando o modelo de otimização linear;
- e) Compara-se o resultado atual (potências geradas pelas usinas e fluxos nas linhas de transmissão) com o da iteração anterior. Se a maior diferença for menor que uma tolerância máxima, procede-se à etapa seguinte, caso contrário, volta-se para a etapa b);
- f) Obtêm-se os custos marginais de energia por barras.



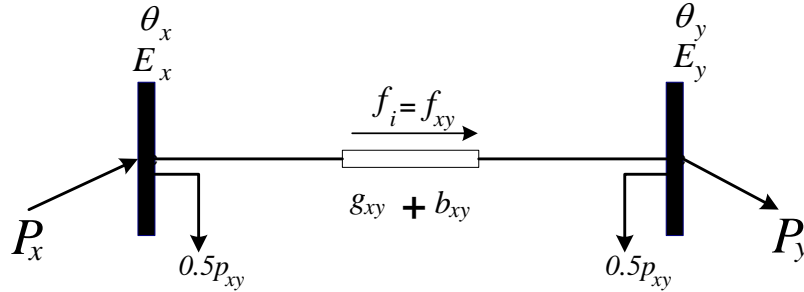
**Figura 3.1** Diagrama de fluxo da metodologia de coordenação hidrotérmica de longo prazo considerando as perdas na transmissão.

- **Inclusão das perdas na transmissão**

No capítulo 3, modela-se o sistema de transmissão como uma função linear. A partir de (2.21), (2.23) e (2.24) é possível modelar as perdas nas linhas de transmissão como cargas adicionais localizadas nas barras de conexão da linha de transmissão.

Assim, as perdas de transmissão na linha que une as barras  $x$  e  $y$  pode ser formulada como segue:

$$perdas_i = p_{xy} = g_{xy} E^2 (\theta_y - \theta_x)^2 \quad (3.21)$$



**Figura 3.2** Adição das perdas na transmissão como demanda do sistema.

As perdas na linha de transmissão são adicionadas equitativamente entre as duas barras da conexão, seguindo o seguinte esquema (ver Figura 3.2):

$$D_{x,p,b} = D_{x,p,b} + H_{p,b} \frac{perdas_{i,p,b}}{2} \quad (3.22)$$

$$D_{y,p,b} = D_{y,p,b} + H_{pb} \frac{perdas_{i,p,b}}{2} \quad (3.23)$$

Os limites da capacidade das linhas de transmissão também são modificados, como segue:

$$-f_{\max_i} + \frac{perdas_{i,p,b}}{2} < f_{i,p,b} < f_{\max_i} - \frac{perdas_{i,p,b}}{2} \quad (3.24)$$

- **Cálculo dos custos marginais nas barras**

Na etapa  $f$ , após obter-se a última iteração, retiram-se as adições de perdas na demanda e se restabelecem as capacidades nas linhas; adicionam-se as perdas nos fluxos das linhas como fatores de perdas e se realiza a otimização final para calcular os preços nodais.



$$\sum_{j=1}^{NGT} GT_{j,p,b} + \sum_{j=1}^{NCH} \rho_j \times Q_{j,p,b} + GF_{i,p,b} + \sum_{j=1}^{NLIN} \left( (1-0.5\gamma_{j,p,b}) F_{j,p,b} - (1+0.5\gamma_{j,p,b}) F_{j,p,b} \right) = D_{i,p,b} \quad (3.25)$$

O fator de perdas está definido pela equação (3.26).

$$\gamma_{j,p,b} = \frac{\text{perdas}_{j,p,b}}{f_{j,p,b}} \quad (3.26)$$

em que:

$\text{perdas}_{j,p,b}$ : Perdas na linha  $j$ , durante a etapa  $p$ , no bloco  $b$  [MW];

$f_{j,p,b}$ : Fluxo de potência na linha  $j$ , durante a etapa  $p$ , no bloco  $b$  [MW];

$\gamma_{j,p,b}$ : Fator de perdas da linha  $j$ , durante a etapa  $p$ , no bloco  $b$ ;

### 3.5 Inclusão da variável hidrológica no modelo

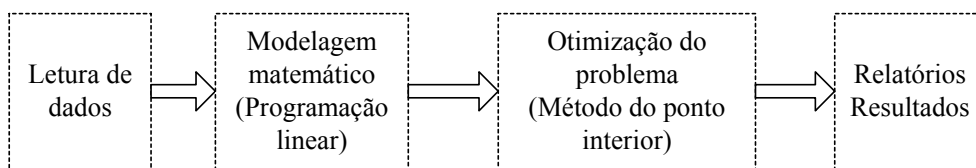
A inclusão da variável hidrológica no modelo consiste em tomar uma amostra histórica dos afluentes ( $N$  anos). Se o número de anos que contempla o horizonte de estudo é  $H$  ( $N \geq H$ ), a geração das seqüências hidrológicas seguirá o seguinte procedimento: para simular a seqüência hidrológica 1, considerar-se-á o período que compreende entre o ano hidrológico 1 até o ano hidrológico  $H$ ; assim para simular a seqüência hidrológica  $X$ , considerar-se-á o período que compreende o ano hidrológico  $X$  até o ano hidrológico  $X+H$ , se  $X+1$  supera a amostra histórica  $N$ , voltar-se-á ao início da amostra histórica [URIBE, 2000].

Como conseqüência para determinar a política de operação confiável é necessário considerar múltiplos cenários de afluência hidrológica e considerar como política ótima os valores de operação mais prováveis, isto é, a média de todos os cenários hidrológicos que se considerem.

### 3.6 Implementação computacional da metodologia proposta

A implementação computacional se desenvolveu em uma estação de trabalho Pentium IV, 1.60 GHz e 384MB; o modelo foi codificado em ambiente MATLAB 7.0.

A estrutura do modelo é ilustrada na Figura 3.3. Como se pode observar o programa computacional esta composto por quatro módulos



**Figura 3.3** Estrutura do programa de coordenação hidrotérmica de longo prazo.

O módulo da leitura de dados inclui as rotinas que permitem a leitura dos arquivos com os dados do sistema de estudo. O modulo de leitura de dados compreende as seguintes rotinas:

- ledat.m: lê os parâmetros gerais do sistema de estudo, assim como a informação correspondente às usinas térmicas e o sistema de transmissão;
- lecue.m: lê a informação correspondente às usinas hidrelétricas, configuração da bacia hidrográfica e os dados das afluências ao sistema;
- ledem.m: lê a informação corresponde à demanda do sistema.

O módulo de modelagem matemática inclui as rotinas que permitem configurar os dados lidos na forma padrão de um modelo de entrada a um programa linear; as rotinas aproveitam a vantagem do MATLAB 7.0 para declarar as matrizes de igualdade e desigualdade como matrizes esparsas, permitindo melhorar a eficiência no uso da memória virtual.

O módulo de otimização do problema inclui as rotinas que permitem solucionar o problema de coordenação hidrotérmica, para o que se aproveita a função linprog do MATLAB 7.0, que permite resolver problemas de otimização linear de sistemas de grande porte usando a técnica de pontos interiores.

O módulo de resultados inclui as rotinas que permitem exportar os resultados desde o ambiente MATLAB ate o programa Microsoft Excel; entre os resultados se tem: o custo total de operação, as potências e energias geradas pelas usinas termelétricas e hidrelétricas, os custos marginais nas barras do sistema.

## Capítulo 4

# APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

### 4.1 Considerações gerais para aplicação aos sistemas teste

Com o propósito de validar a metodologia desenvolvida, esta é aplicada a sistemas testes, os quais estão dispostos em dois grupos: o primeiro formado por sistemas teste de pequeno porte, cujo objetivo é mostrar com detalhe as características dos sistemas hidrotérmicos, e o segundo, conformado por sistemas reais de grande porte, com o objetivo de avaliar o desempenho do modelo desenvolvido neste trabalho.

Para os sistemas teste de pequeno porte são analisados dois estudos de caso:

- Estudo I: corresponde a um sistema hidrotérmico simples, formado por uma única usina hidrelétrica, dois reservatórios (um de acumulação e outro de compensação) e um requerimento de água para irrigação. O objetivo é mostrar os efeitos de incluir o reservatório de compensação no sistema;
- Estudo II: corresponde a um sistema hidrotérmico mais complexo, formado por onze usinas hidrelétricas distribuídas em cinco bacias hidrográficas, muitas das quais apresentam configurações em cascata, além disso, representa-se a rede de transmissão do sistema. O objetivo é mostrar os efeitos de incluir a rede de transmissão no sistema.

Nos sistemas reais de grande porte, analisam-se os sistemas do Brasil e do Peru:

- Sistema Brasileiro de Energia elétrica: a maior parte da capacidade instalada é composta por usinas hidrelétricas (pouco mais de 85% da capacidade total) as quais estão organizadas em bacias hidrográficas de topologia complexa,

apresenta usinas em cascata, e usinas que possuem reservatórios de capacidade de regulação plurianual. Quanto à geração térmica, incluem-se as usinas nucleares, as de gás natural, de carvão e de diesel.

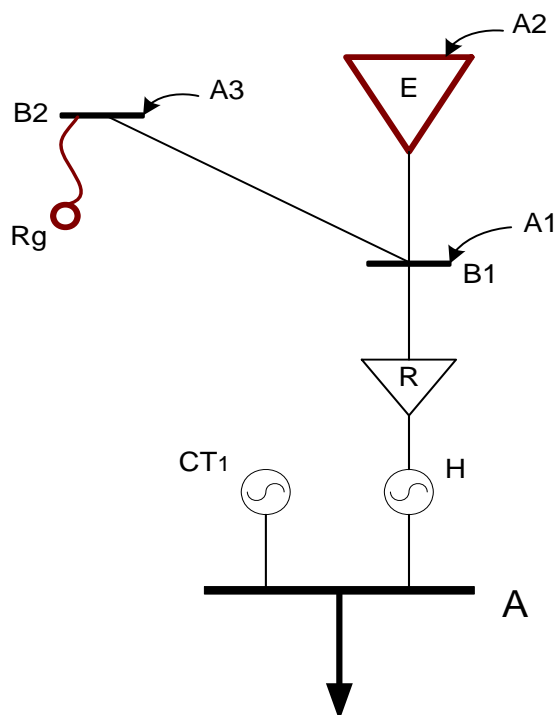
- Sistema Peruano de Energia elétrica: o 60 % da capacidade instalada corresponde a usinas hidrelétricas e 40 % a usinas térmicas. O sistema peruano possui bacias hidrográficas com topologia complexa, apresentado muitos reservatórios e usinas em cascatas.

## 4.2 Aplicação da metodologia e discussão de resultados

### 4.2.1 Sistema teste de pequeno porte

#### Estudo I: Sistema hidrotérmico uninodal

O primeiro estudo de caso foi realizado em um sistema hidrotérmico formado por uma usina hidrelétrica, um reservatório de acumulação, um reservatório de compensação e um requerimento de água. A geração e a demanda do sistema estão concentradas em uma única barra (sistema uninodal). A configuração do sistema hidrotérmico é ilustrada na Figura 4.1.



**Figura 4.1** Esquema da configuração do sistema teste uninodal.

Neste estudo de caso, pretende-se mostrar os efeitos de incluir a modelagem dos reservatórios de compensação no sistema, levando em conta as seguintes considerações:

- (a) A demanda do sistema é representada mediante só um bloco horário e inclui-se a modelagem do reservatório de compensação;
- (b) A demanda do sistema é representada mediante um bloco horário e não se inclui a modelagem do reservatório de compensação;
- (c) A demanda do sistema é representada mediante dois blocos horários (um bloco horário de ponta e outro bloco horário fora de ponta) e inclui-se a modelagem do reservatório de compensação;
- (d) A demanda é representada mediante dois blocos horários e não se inclui a modelagem do reservatório de compensação.

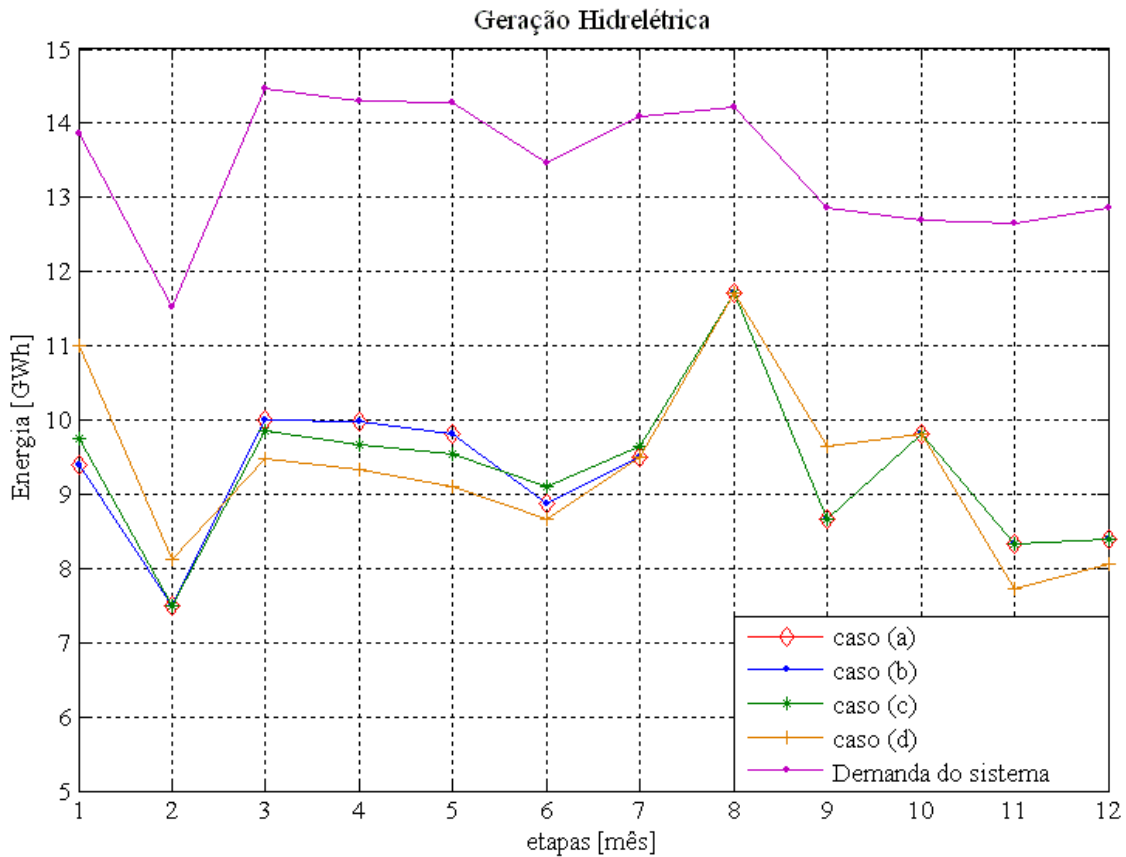
Na Tabela 4.1 apresentam-se os resultados obtidos da otimização para o sistema teste uninodal segundo as considerações propostas anteriormente. Estes resultados incluem: os valores do custo de operação do sistema, a energia hidrelétrica total, a energia termelétrica total e o tempo computacional empregado na otimização.

**Tabela 4.1** Estatísticas da otimização para o sistema teste uninodal.

<b>Item/caso</b>	<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>	<b>(d)</b>
<b>Custo de operação (R\$)</b>	2.761.948,17	2.761.948,17	2.793.591,17	3.003.418,69
<b>Energia hidrelétrica (GWh)</b>	111,967	111,967	111,972	112,144
<b>Energia termelétrica (GWh)</b>	49,295	49,295	49,290	49,118
<b>Tempo computacional (s)</b>	2,89	2,84	2,97	2,92

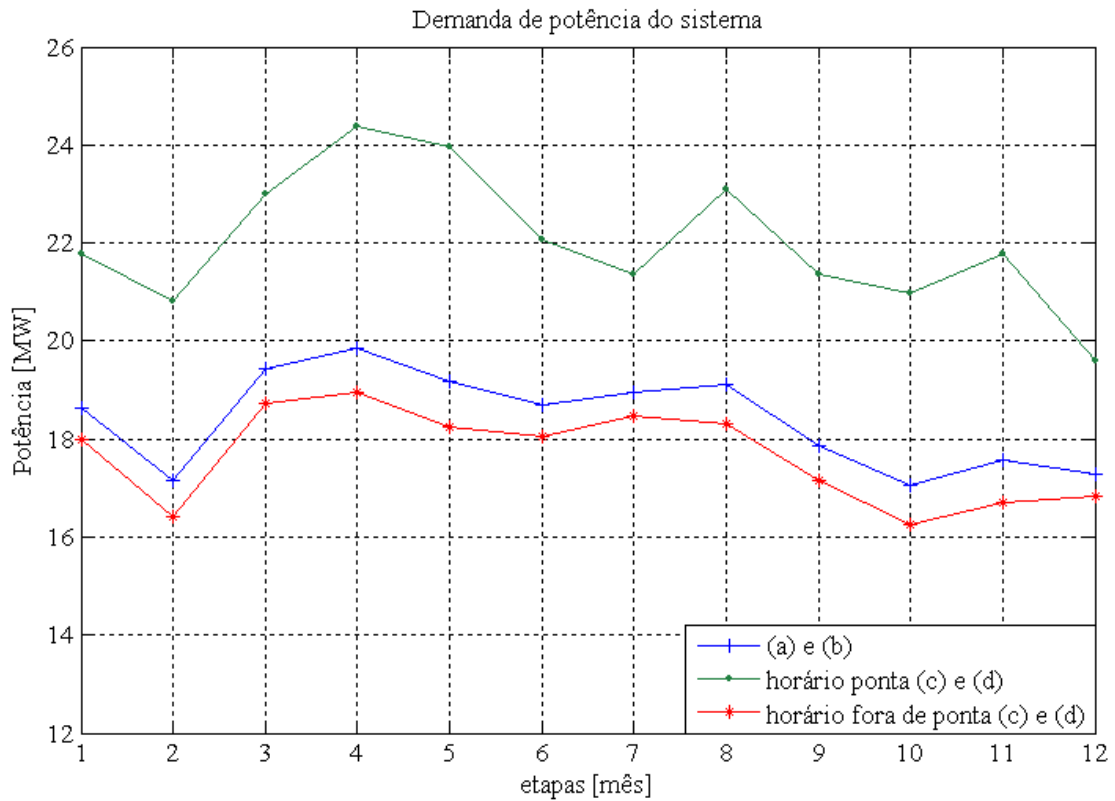
Da tabela 4.1 tanto em (a) quanto em (b) obtém-se os mesmos resultados, esse fato demonstra que a representação da demanda do sistema mediante um bloco horário faz com que a inclusão do reservatório de compensação no sistema não influa sob os resultados; neste caso, a modelagem do reservatório de compensação pode ser prescindível.

Na Figura 4.2 mostra-se a energia produzida pela usina hidrelétrica em cada etapa. Pode-se observar que tanto em (a) quanto em (b) a produção de energia é a mesma, confirmando que a inclusão do reservatório de compensação não tem influência nos resultados quando a demanda é representada só por um bloco horário.



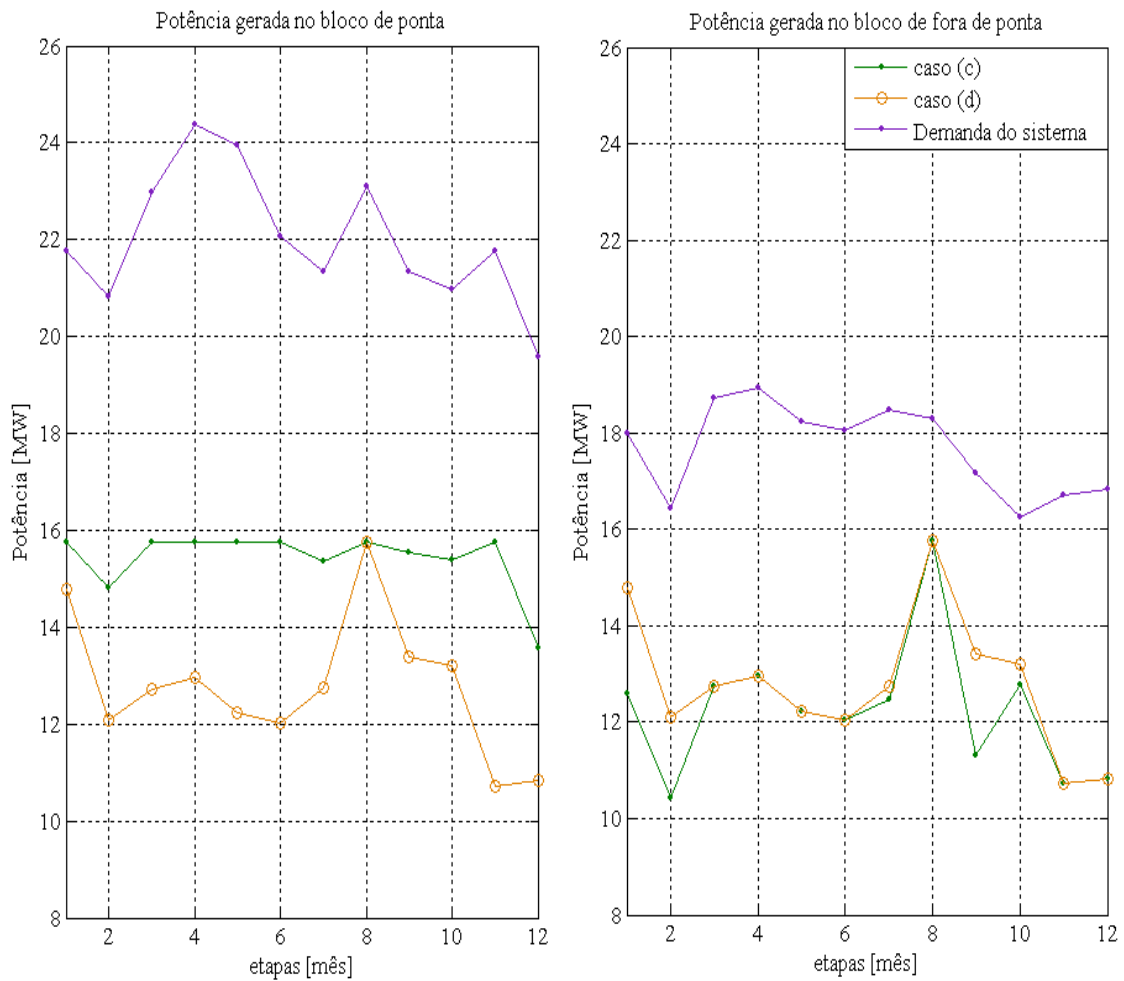
**Figura 4.2** Energia hidrelétrica e demanda no sistema teste uninodal.

O custo de operação do sistema em (c) e (d) resultou maior que em (a), essa diferença tem origem na representação da demanda do sistema. Assim, ao usar apenas um bloco horário, a demanda do sistema corresponde à energia consumida a uma potência média, este fato não permite identificar em que instante o sistema atinge o seu máximo valor. O uso de dois (ou mais) blocos horários para representar a demanda do sistema permite distinguir os momentos em que o sistema alcança a máxima demanda como ilustra a Figura 4.3.



**Figura 4.3** Demanda de potência do sistema teste uninodal por blocos horários.

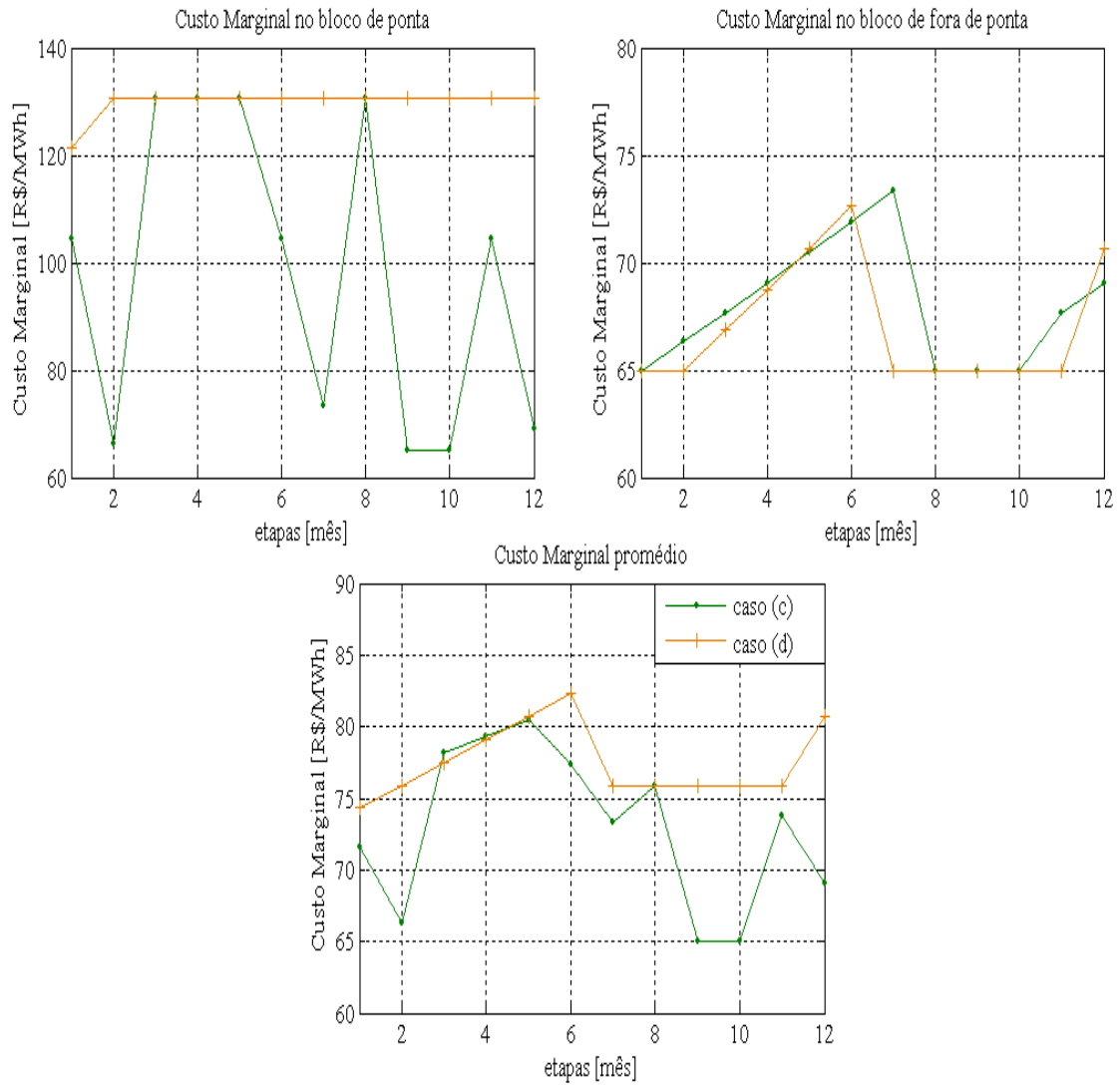
O custo de operação em (c) resultou menor que em (d). Esta diferença deve-se à inclusão da modelagem do reservatório de compensação no sistema. A influência do reservatório de compensação é ilustrada com detalhe na Figura 4.4. Observa-se que a potência gerada no bloco de ponta em (c) é maior que em (d) e a potência gerada no bloco de fora de ponta em (c) é menor que em (d). Essa diferença na produção de potência é resultante do uso do reservatório de compensação que permite armazenar energia potencial no horário de fora de ponta e utilizá-la no horário de ponta para evitar o uso de geração térmica com custos altos e, conseqüentemente, diminuir o custo de operação do sistema.



**Figura 4.4** Potência gerada pela usina hidrelétrica do sistema teste uninodal.

Outro efeito da inclusão do reservatório de compensação pode ser observado nos custos marginais de energia do sistema. Como ilustra a Figura 4.5, o custo marginal no horário de ponta em (c) é menor que em (d) e o custo marginal no horário de fora de ponta em (c) é maior que em (d). Esta diferença deve-se ao efeito de transferência de energia entre blocos de uma mesma etapa produzida pelo reservatório de compensação.





**Figura 4.5** Custos marginais de energia do sistema teste uninodal.

A trajetória ótima de volume armazenado no reservatório de acumulação é ilustrada na Figura 4.6. Para todas as considerações propostas, observa-se uma trajetória similar que corresponde ao esvaziamento do reservatório entre as etapas 2 e 7 (período de seca) e o armazenamento da água no reservatório entre as etapas 8 e 12 (período de cheia).

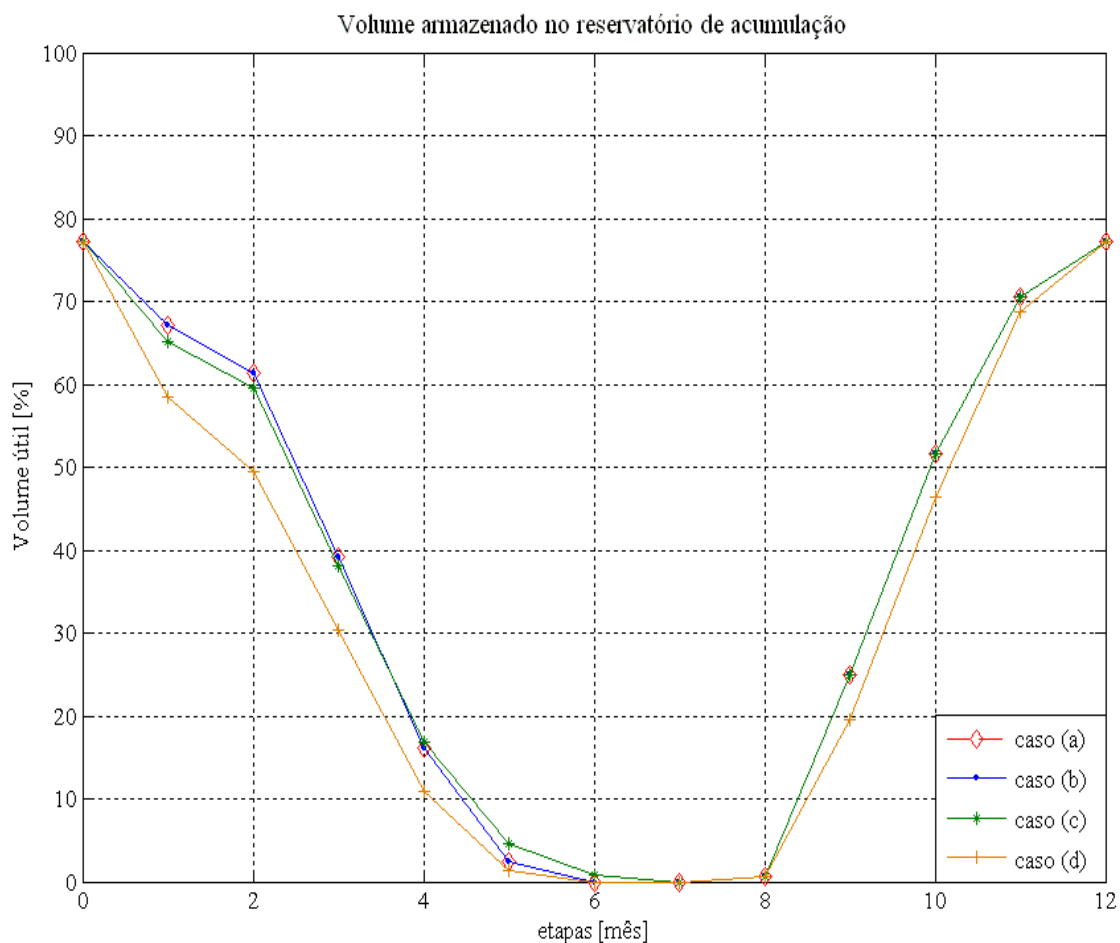
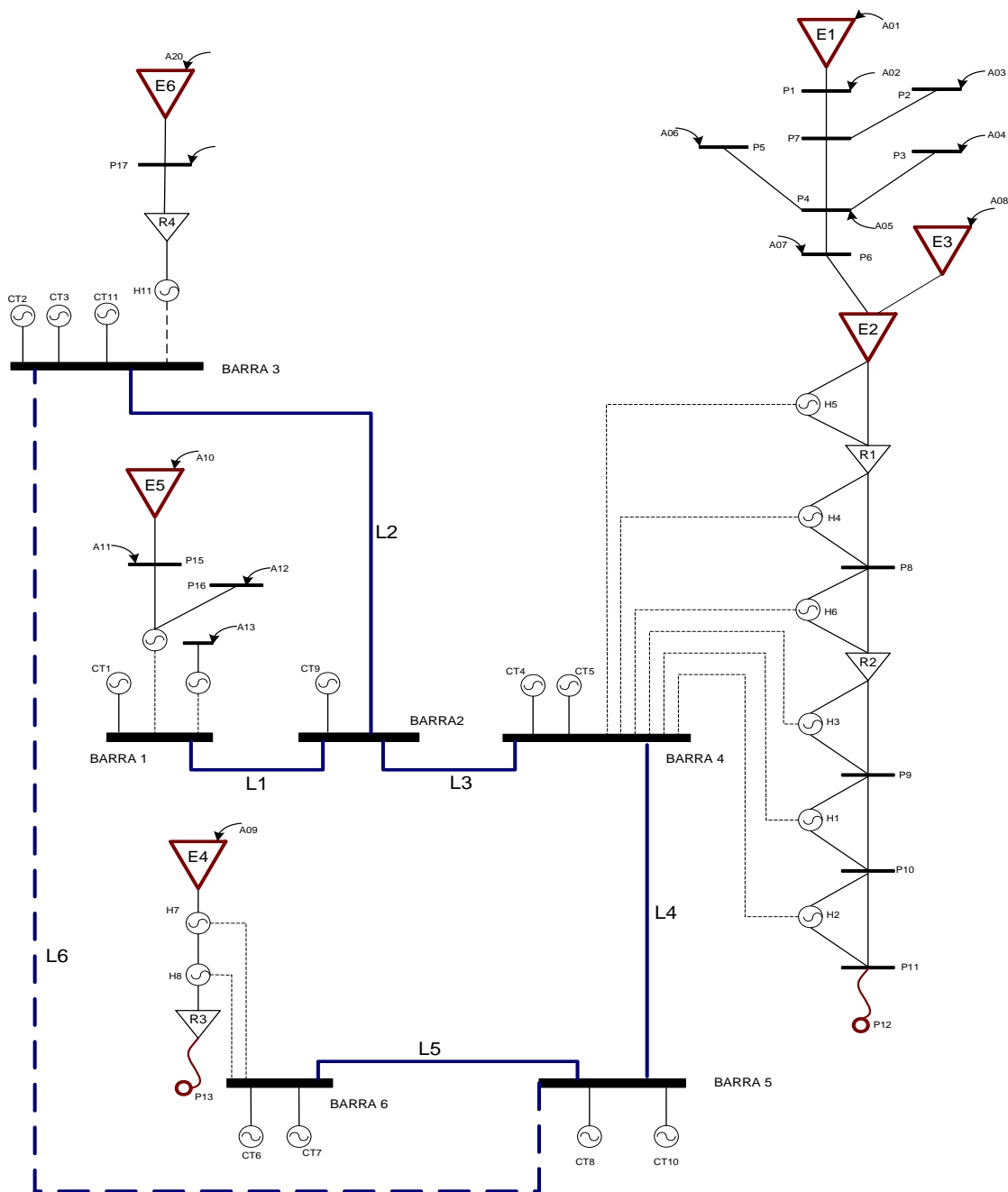


Figura 4.6 Trajetória ótima de volume armazenado no reservatório de acumulação do sistema teste uninodal.

### **Estudo II: Sistema hidrotérmico de 6 barras**

A Figura 4.7 ilustra a configuração do sistema hidrotérmico do segundo estudo de caso. O sistema possui onze usinas hidrelétricas distribuídas em cinco bacias hidrográficas; a demanda de energia do sistema é representada por três blocos horários, o período de otimização do sistema compreende doze meses (janeiro-dezembro). A informação histórica das afluições naturais ao sistema compreende 22 anos.



**Figura 4.7** Esquema da configuração do sistema teste multinodal.

No estudo do sistema teste multinodal, pretende-se mostrar os efeitos de incluir a rede de transmissão no sistema, levando em conta as seguintes considerações:

- (a) A demanda e a geração do sistema são representadas em uma única barra (sistema uninodal);
- (b) A rede de transmissão é incluída no sistema considerando perdas nulas na transmissão;

(c) A rede de transmissão é incluída no sistema considerando as perdas na transmissão.

A Tabela 4.2 apresenta os resultados obtidos da otimização do sistema teste multinodal, segundo as considerações propostas. Os resultados incluem os valores do custo de operação do sistema, a energia hidrelétrica total, energia termelétrica total e o tempo computacional empregado na otimização.

**Tabela 4.2** Estatísticas da otimização para o sistema teste multinodal.

	<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>
<b>Custo de operação (R\$)</b>	27.593.602,5	32.787.267,64	37.965.910,74
<b>Energia hidroelétrica (GWh)</b>	2.012,00	1.944,13	1.947,57
<b>Energia termelétrica (GWh)</b>	814,69	882,56	963,39
<b>Tempo computacional (s)</b>	54,40	69,65	753,70

Observa-se que o custo de operação do sistema em (a) é menor que em (b) e em (c). Esta diferença deve-se a que (a) representa a condição ideal do sistema, pois a geração e a carga são representadas numa única barra; não importando a localização das cargas, das usinas nem a topologia da rede de transmissão, ou seja, a geração de energia das usinas hidrelétricas depende apenas das afluições naturais ao sistema. Já em (b) e em (c), a representação do sistema é mais real, onde a geração de energia não só depende das afluições naturais, senão, também, da localização das cargas e dos limites físicos de transporte nas linhas de transmissão. Estes limites físicos de transporte nas linhas de transmissão podem restringir a produção de energia das usinas. Dos resultados apresentados na tabela acima, observa-se que a energia hidrelétrica total em (a) é maior que em (b) e em (c) que consideram a rede de transmissão.

Para explicar os efeitos da inclusão da rede de transmissão, analisam-se os resultados obtidos no bloco horário 2 da etapa 3 da otimização para a usina hidrelétrica H11 localizada na barra 3, apresentados na Tabela 4.3. Observa-se que a energia da usina hidrelétrica H11 obtida em (b) e (c) é menor que em (a), isso porque ao incluir a rede de transmissão, a capacidade de transporte da linha que permite escoar a energia

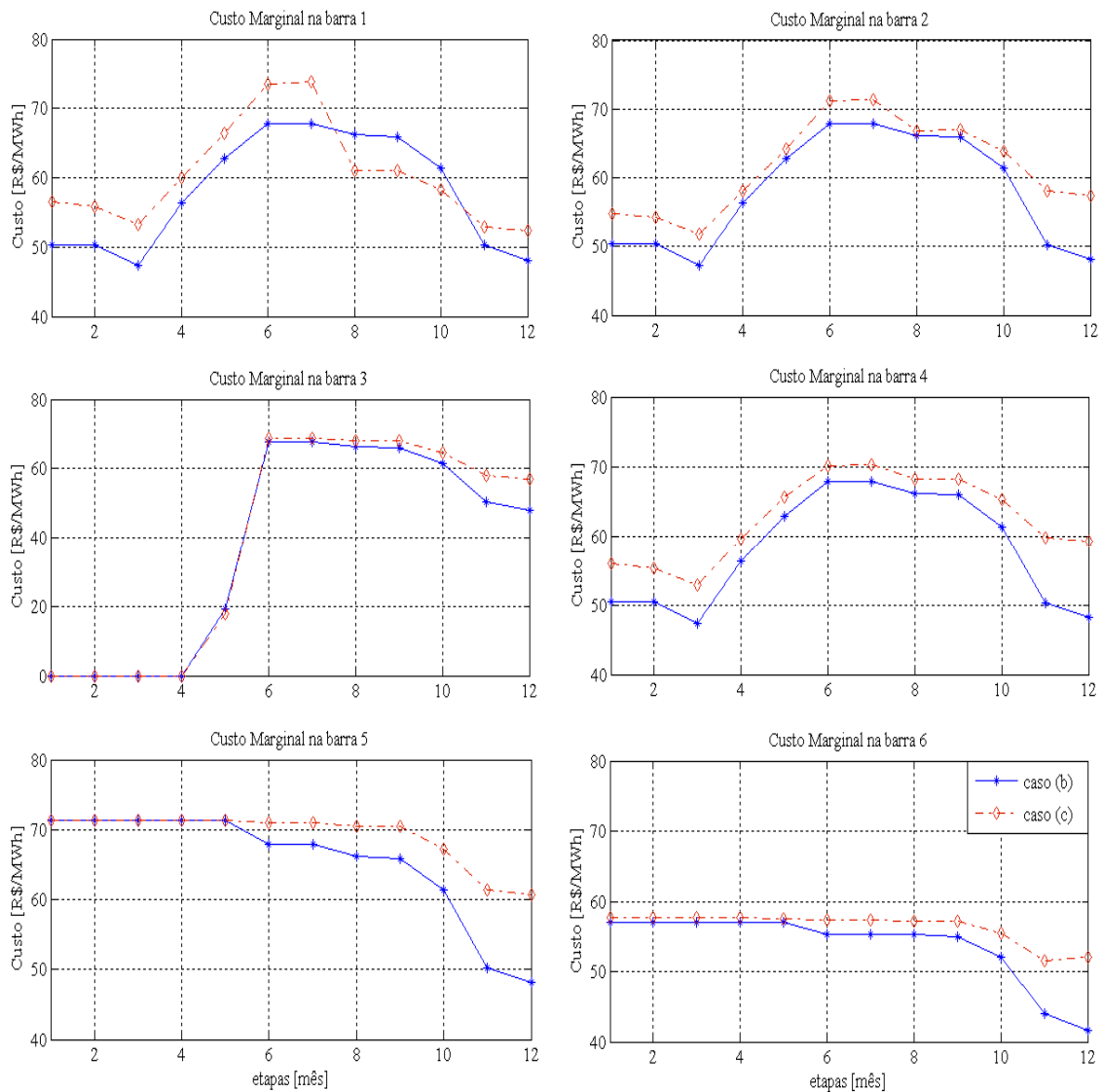
excedente estabelece um limite, gerando uma restrição na produção de energia da usina hidrelétrica.

**Tabela 4.3** Estatísticas da usina hidrelétrica H11 no bloco 2 da etapa 3.

	<b>Demanda na barra 3 (GWh)</b>	<b>Energia da usina H11 (GWh)</b>	<b>Energia excedente na barra 3 (GWh)</b>	<b>Capacidade de transporte da linha (GWh)</b>
Caso (a)	3,2458	13.6401	10,3943	
Caso (b)	3,2458	11.9917	8.7459	8.835
Caso (c)	3,2458	12.0370	8,7912	8.835

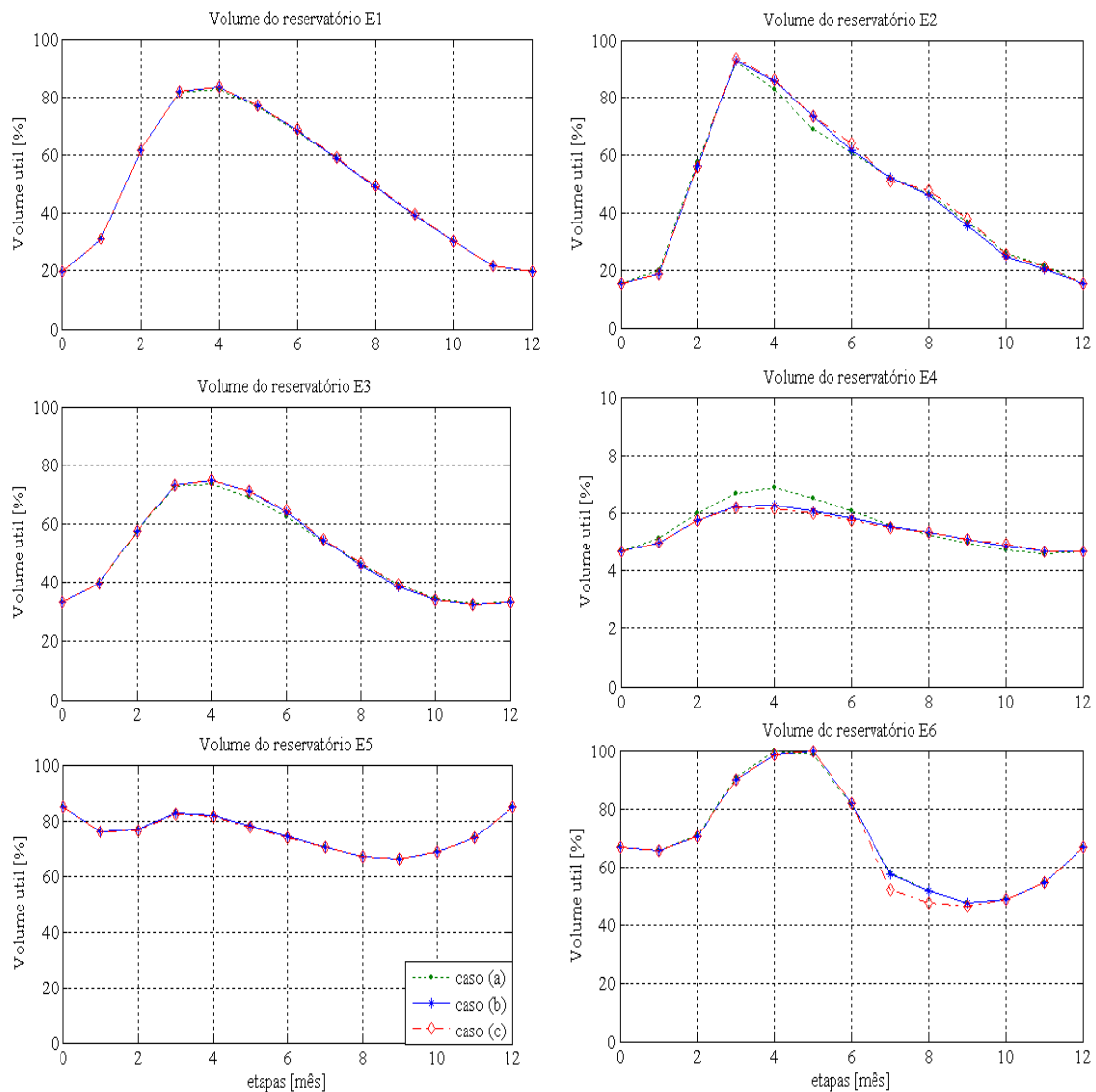
A diferença no custo da operação do sistema e da energia hidrelétrica entre (b) e (c) é originada pela inclusão das perdas na transmissão. O modelo considera as perdas na transmissão como uma carga agregada nas barras do sistema, este fato incrementa a demanda do sistema e, por conseguinte, a energia total gerada assim como o custo da operação do sistema.

Na Figura 4.8 ilustra-se o custo marginal de energia para cada barra do sistema. Observa-se que o fato de incluir a rede de transmissão permite diferenciar os custos marginais de energia nas barras do sistema. Esta diferença no custo marginal deve-se a que o sistema agora considera as perdas nas linhas de transmissão, estas perdas dependem do fluxo de potência a través da linha e obedecem a leis físicas e não econômicas.



**Figura 4.8** Custo marginal nas barras do sistema teste multinodal.

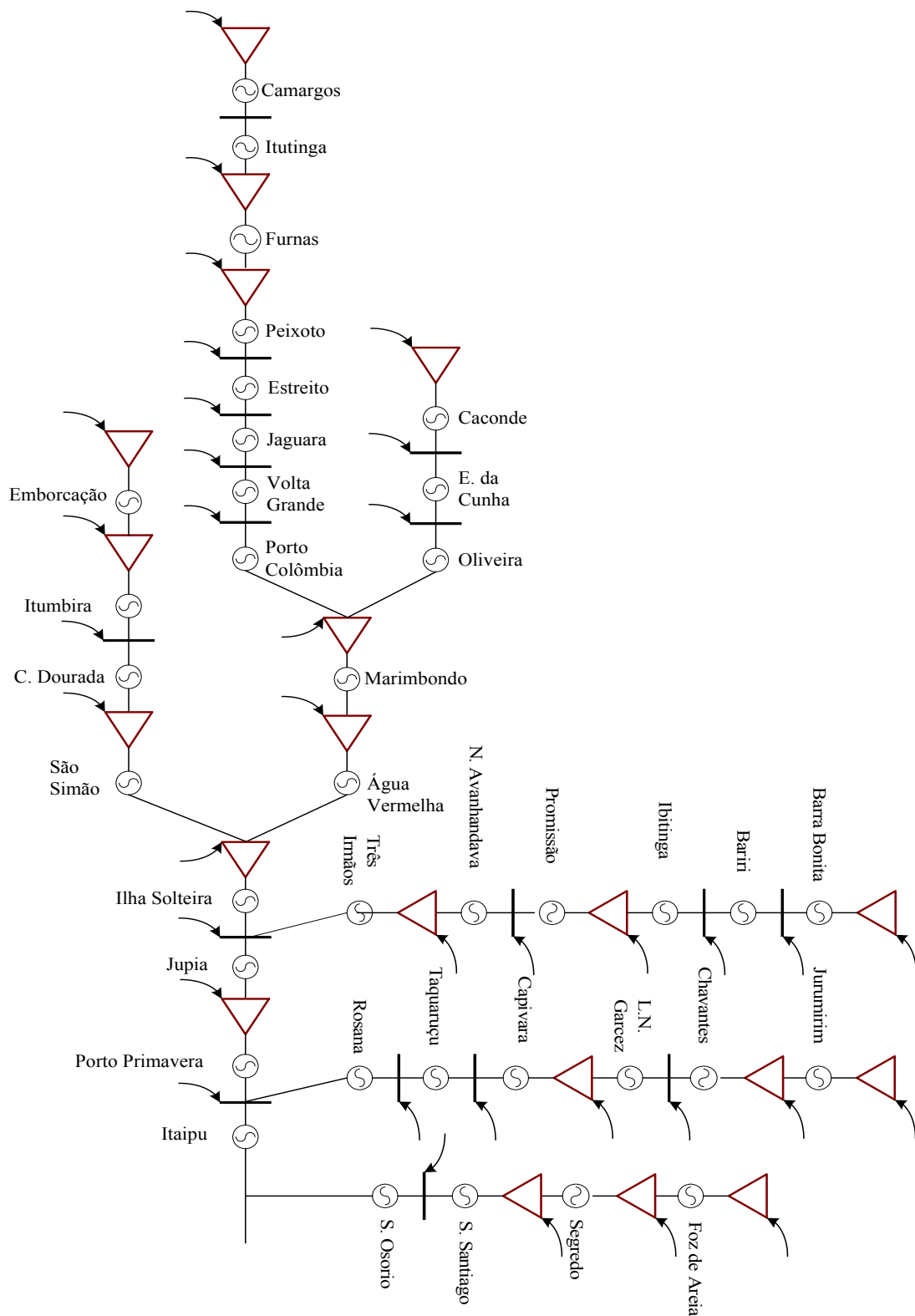
Na Figura 4.9 têm-se as trajetórias de volumes armazenados nos reservatórios de acumulação do sistema. As trajetórias do volume armazenado apresentam um comportamento similar em (a), (b) e (c): um período de armazenamento quando a afluência da água ao sistema é maior (etapas 1-4) e um período de uso intensivo da água armazenada quando a afluência da água ao sistema é menor (etapas 5-10).



**Figura 4.9** Trajetória ótima de volume armazenado nos reservatórios de acumulação do sistema teste multinodal.

#### 4.2.2 Sistema interligado brasileiro

O sistema interligado sul-sudeste brasileiro é composto por 46 usinas hidrelétricas, 25 reservatórios de acumulação e 42 grupos térmicos que correspondem a uma capacidade instalada de 56.357,5 MW. Sua bacia mais importante é a do rio Paraná, representada na Figura 4.10. O seguinte caso de estudo considera este sistema representado em uma só barra, o período de estudo compreende 12 meses, com início em maio, e se considera a vazão média de longo prazo (MLT).



**Figura 4.10** Topologia da bacia hidrográfica do Paraná.

A Tabela 4.4 apresenta os resultados obtidos da otimização para o Sistema Brasileiro. Estes resultados incluem os valores do custo de operação do sistema, a

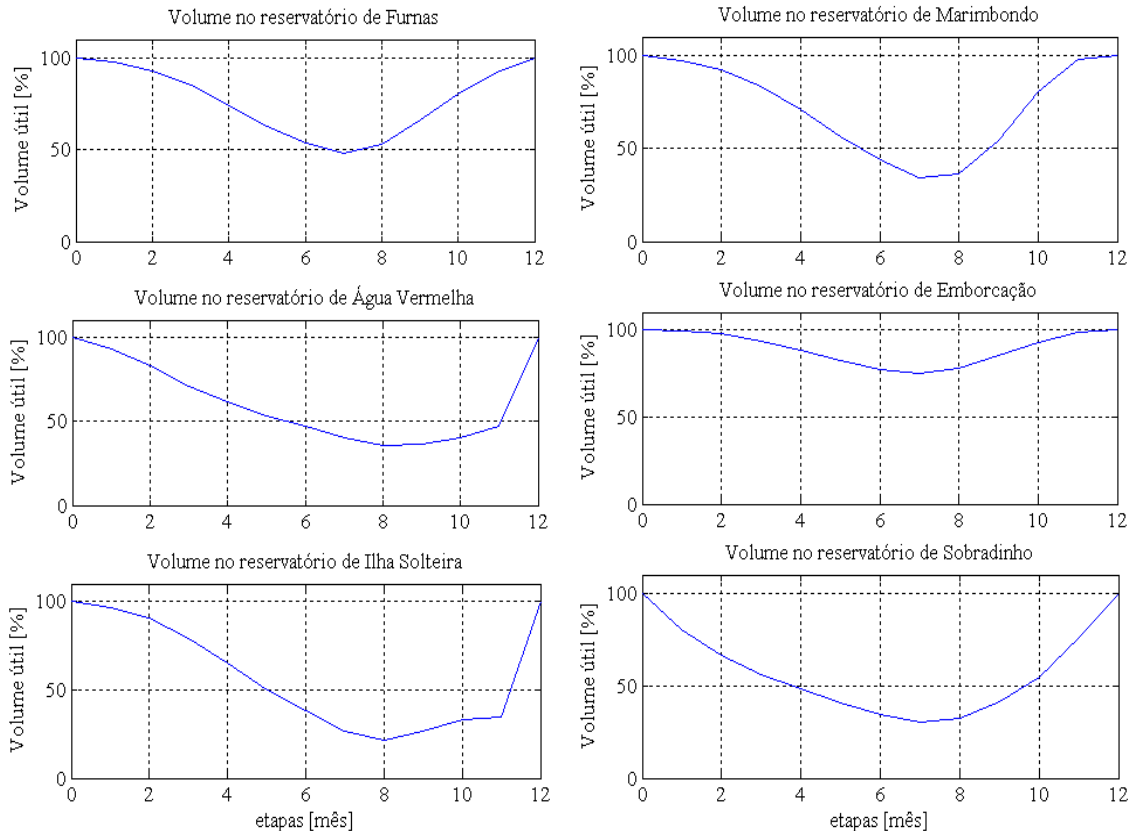


energia gerada pelas usinas hidrelétricas, a energia gerada pelos grupos térmicos e o tempo computacional empregado na otimização.

**Tabela 4.4** Estatísticas da otimização para o Sistema Brasileiro.

Item	(a)
<b>Custo de operação (R\$)</b>	7.809.655.365,8
<b>Energia hidroelétrica (GWh)</b>	270.246,9
<b>Energia termelétrica (GWh)</b>	93.987,1
<b>Tempo computacional (s)</b>	11,422

Na Figura 4.11 têm-se as trajetórias ótimas do armazenamento dos reservatórios de acumulação. Observa-se que o esvaziamento se produz entre as etapas 1 e 7 que correspondem ao período seco do ano, alcançando o volume mínimo ao final da etapa 7 e preparando-se para receber as vazões maiores do ano nas etapas posteriores.



**Figura 4.11** Trajetória ótima de volume armazenado nos principais reservatórios de acumulação do Sistema Brasileiro.

## 4.2.2 Sistema interligado peruano

O sistema elétrico interligado peruano está composto por 43 usinas hidrelétricas, 36 reservatórios de acumulação, 47 grupos térmicos, 103 barras e 59 linhas de transmissão. As bacias mais importantes e de maior complexidade são as do rio Mantaro e a do Rímac, ilustradas na Figura 4.13. A configuração elétrica do sistema é ilustrada na Figura 4.12.

Para este estudo de caso o período de análise é de 4 anos (48 meses) e a demanda do sistema é representada mediante três blocos horários. O sistema será analisado tendo em conta as seguintes considerações:

- O sistema é agrupado em uma só barra;
- A rede de transmissão é incluída considerando perdas nulas transmissão;
- O sistema inclui a rede de transmissão considerando as perdas na transmissão.

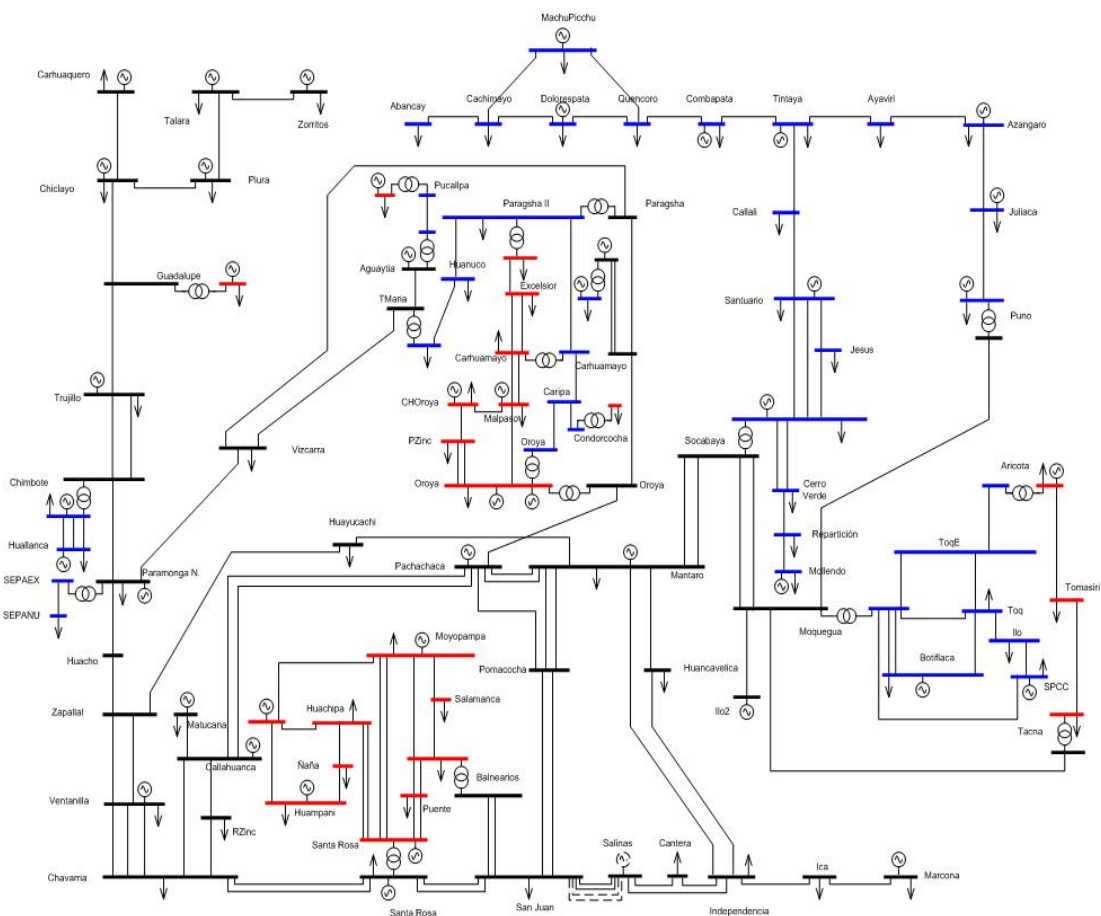
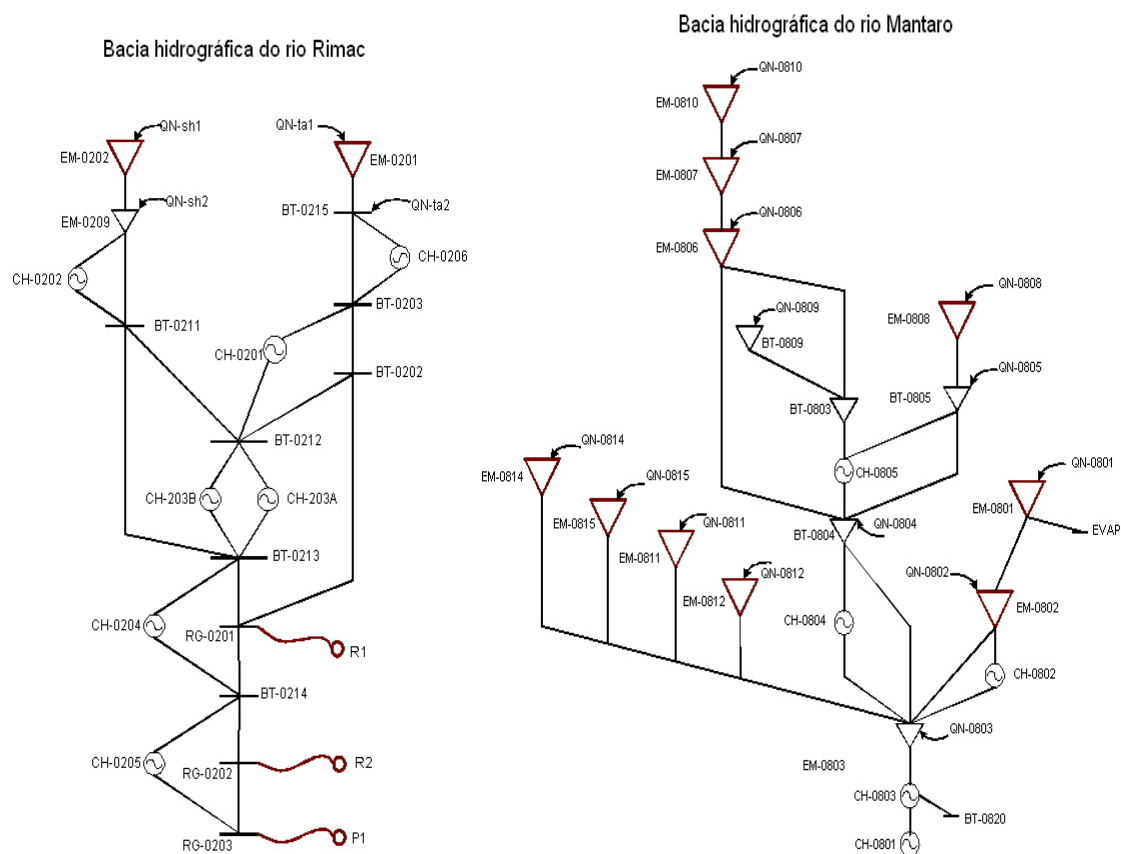


Figura 4.12 Configuração elétrica do sistema peruano.



**Figura 4.13** Topologia da bacia hidrográfica do rio Rimac e do rio Mantaro.

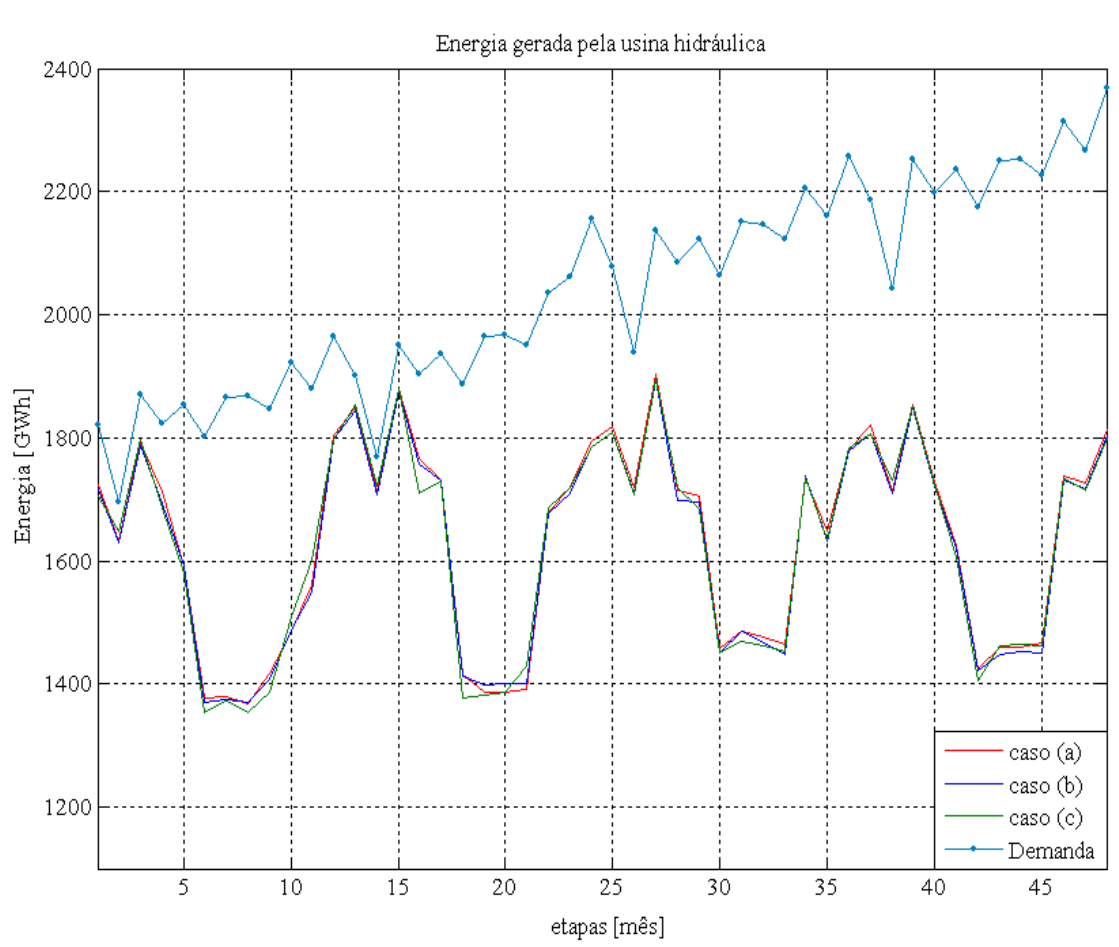
Na Tabela 4.5 são apresentados os resultados da otimização para o sistema peruano segundo as considerações propostas. Estes resultados incluem os valores do custo de operação do sistema, a energia gerada pelas usinas hidrelétricas, a energia gerada pelos grupos térmicos e o tempo computacional empregado na otimização.

**Tabela 4.5** Estatísticas da otimização para o sistema peruano.

	(a)	(b)	(c)
<b>Custo de operação (US\$)</b>	430.119.710,6	430.336.247,3	502.712.593,5
<b>Energia hidroelétrica (GWh)</b>	78.291,480	78.291,434	78.292,912
<b>Energia termelétrica (GWh)</b>	20.498,903	20.498,945	23.399,989
<b>Tempo computacional</b>	<i>1 min 42 s</i>	<i>10 min 7 s</i>	<i>1h 49 min 45 s</i>

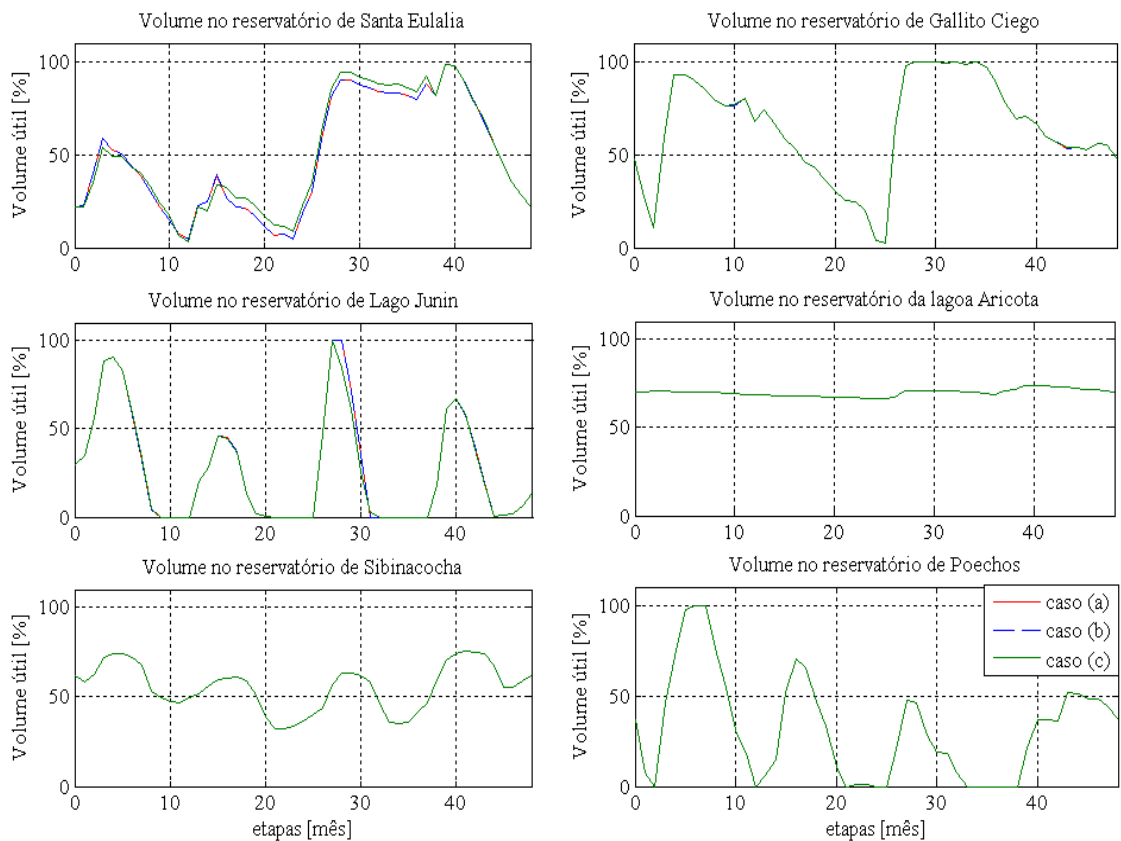
Observa-se que o custo de operação em (a) resultou menor que em (b) e em (c), esta diferença deve-se à inclusão da rede de transmissão, que como se explicou pode restringir a geração de energia das usinas elétricas devido aos limites físicos de transporte de potência das linhas de transmissão.

Para todas as considerações propostas, observa-se que a produção de energia hidrelétrica é similar. Da Figura 4.14, observa-se que a produção de energia elétrica por parte das usinas hidráulicas tem um comportamento cíclico: uma produção elevada de energia no período de cheia (etapas 1-4, 11-17, 23-29 e 35-40) e a diminuição da produção de energia hidrelétrica no período da seca (etapas 5-10, 18-23, 30-35, 41-46).



**Figura 4.14** Energia hidrelétrica e demanda do sistema peruano.

As trajetórias ótimas do armazenamento dos maiores reservatórios de acumulação são apresentadas na Figura 4.15. Observa-se um comportamento cíclico: acumulação da água nos reservatórios nos meses de maior afluência (etapas 1-4, 13-17, 25-29 e 36-40) e um uso intensivo da água nas etapas de menor afluência.



**Figura 4.15** Trajetória ótima de armazenamento dos principais reservatórios de acumulação do sistema peruano.

### 4.3 Validação dos resultados

Para validar os resultados obtidos nos exemplos anteriores, estes são comparados com os resultados provenientes de outros modelos desenvolvidos como:

- Modelos que consideram a coordenação hidrotérmica como um problema de programação não linear [ZAMBELLI, 2006];
- O modelo PERSEO, desenvolvido pela Comissão de Tarifas de Energia (CTE) do Peru em 2000, que usa programação linear.

#### a) Caso 1

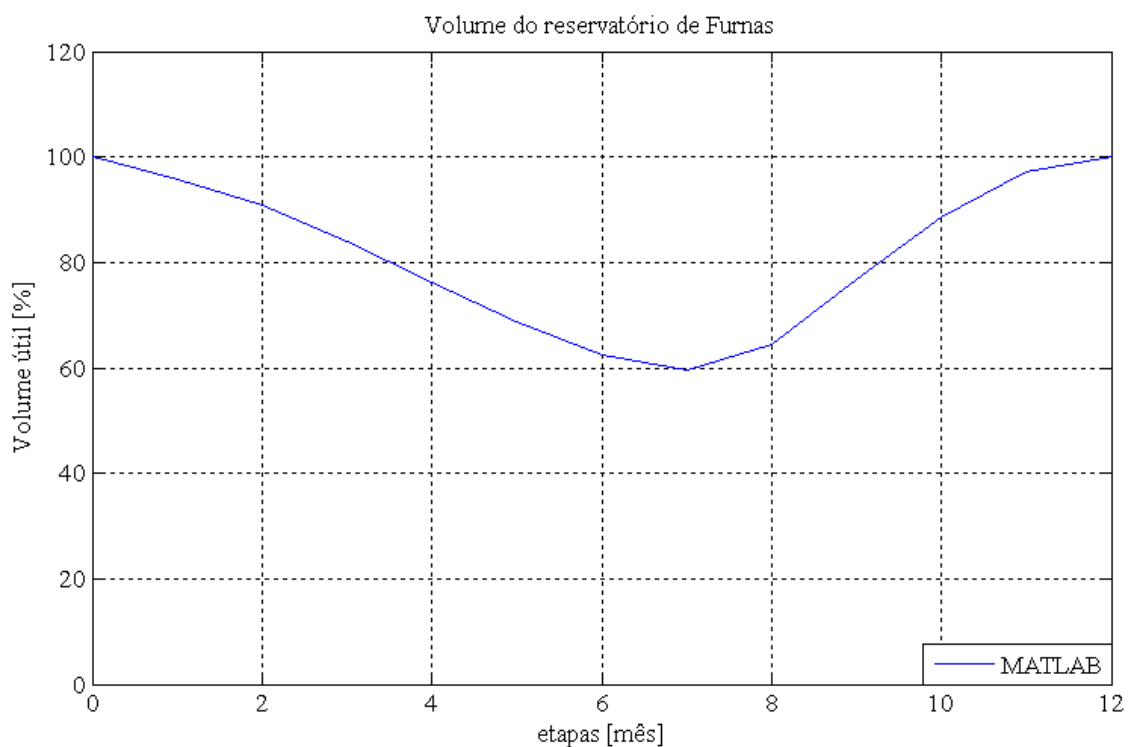
Neste estudo de caso, faz-se uma análise comparativa entre o modelo proposto neste trabalho, o qual representa a geração hidrelétrica dependente da vazão turbinada e se traduz como uma função linear, e os modelos que representam a geração hidrelétrica dependente da altura de queda líquida e da vazão turbinada cuja representação é uma função não linear, propostas em [ZAMBELLI, 2006].

Simula-se a operação isolada da usina de Furnas com uma demanda de carga constante e igual à capacidade instalada da usina. Para esta análise, geram-se 74 cenários hidrológicos que correspondem a cada ano histórico compreendido entre 1931 e 2004. Como se observa na Tabela 4.6, o resultado obtido com a metodologia proposta neste trabalho é próximo daqueles obtidos com modelos não lineares.

**Tabela 4.6** Resultados da otimização para a usina Furnas.

Métodos	Geração (MW) Promédio
Otimização Determinística	740,0
Programação Dinâmica Determinística	717,1
Curva Limite Inferior de Armazenamento	718,4
Programação Dinâmica Estocástica Independente	714,8
Programação Dinâmica Estocástica Dependente	721,9
<b>Proposta do trabalho</b>	<b>742,1</b>

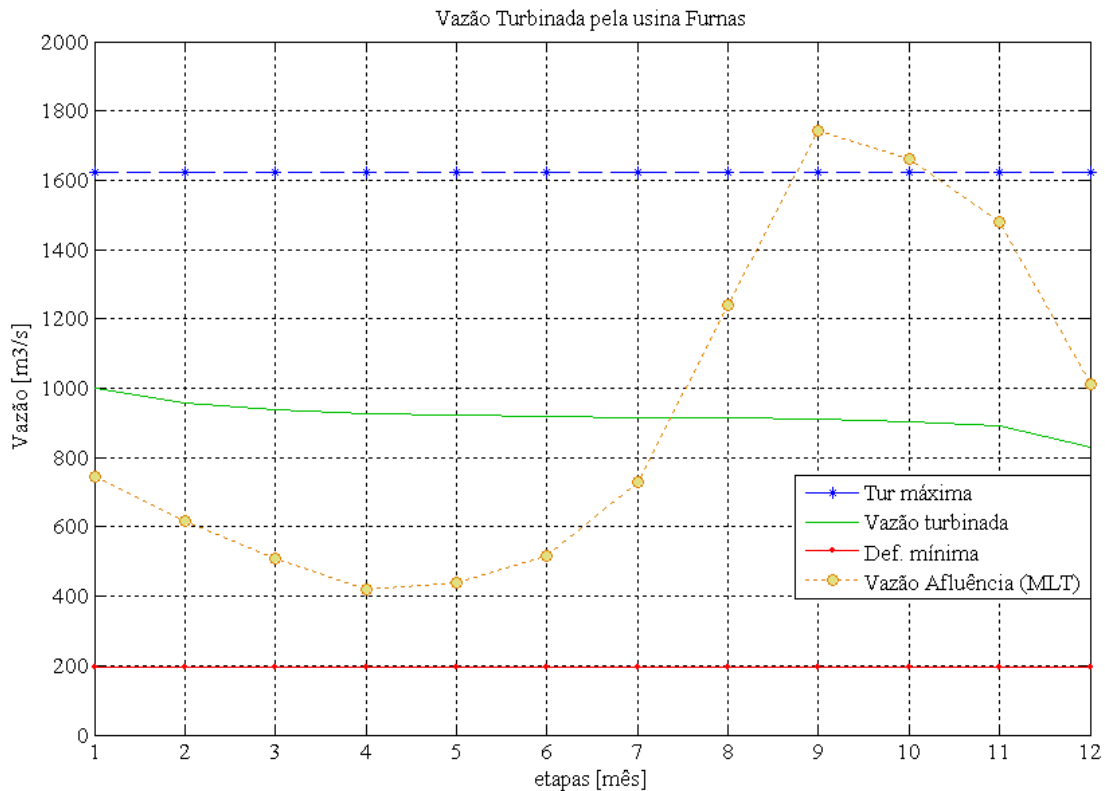
A trajetória ótima de volume armazenado no reservatório obtida neste trabalho se apresenta na Figura 4.16, a qual é muito próxima à proposta em [ZAMBELLI, 2006].



**Figura 4.16** Trajetória ótima de volume armazenado para a usina Furnas.

Uma característica da operação ótima que se desprende dos resultados é que esta procura um balanceamento da geração das usinas entre os meses com afluições favoráveis e os meses com afluições escassas através da utilização dos reservatórios, transferindo energia do primeiro período para o segundo período, respectivamente.

A trajetória da vazão turbinada, os limites mínimo e máximo da turbinagem e a vazão afluyente correspondente ao MLT são ilustrados na Figura 4.17.



**Figura 4.17** Vazão turbinada pela usina Furnas.

O uso de volume armazenado no reservatório permite que a vazão turbinada seja diferente da vazão afluyente. Este comportamento do volume e da vazão turbinada recebe o nome de “Regularização da vazão afluyente” [CICOGNA, 1999]

#### b) Caso 2

Neste estudo de caso, pretende-se realizar uma análise comparativa entre o modelo desenvolvido neste trabalho e o modelo PERSEO, baseado em programação linear, com a finalidade de comprovar os resultados obtidos. O sistema analisado é apresentado na Figura 4.1 e corresponde a um sistema uninodal. O período de análise é de 12 meses.

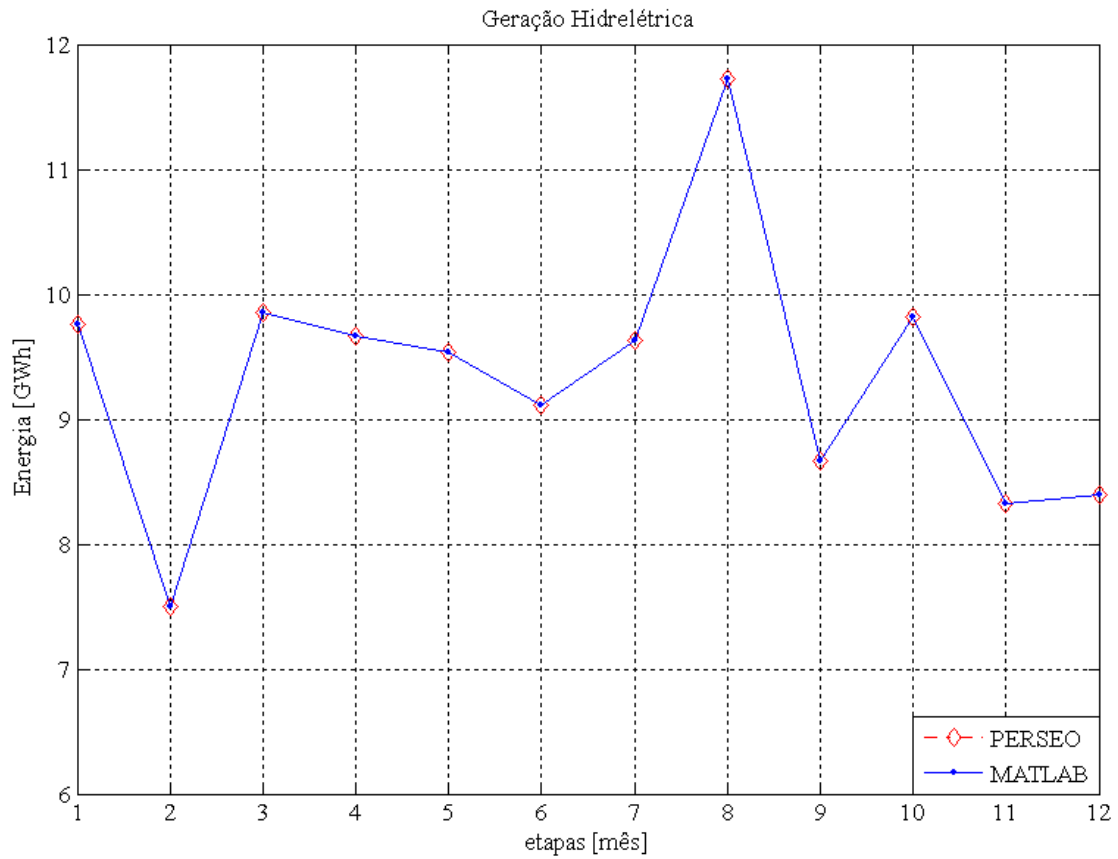
Dado que o sistema analisado é simples e ambos os modelos utilizam a programação linear, o custo de operação e a energia hidrelétrica são os mesmos em ambos os modelos. A diferença está no tempo computacional empregado pelos modelos, o PERSEO que usa o otimizador CPLEX (ferramenta comercial para a resolução de problemas de programação linear) e o proposto neste trabalho que usa as ferramentas de otimização do MATLAB, cujos resultados se vêem na Tabela 4.7.

**Tabela 4.7** Estatísticas da otimização para o sistema uninodal usando o modelo PERSEO e o modelo desenvolvido em MATLAB.

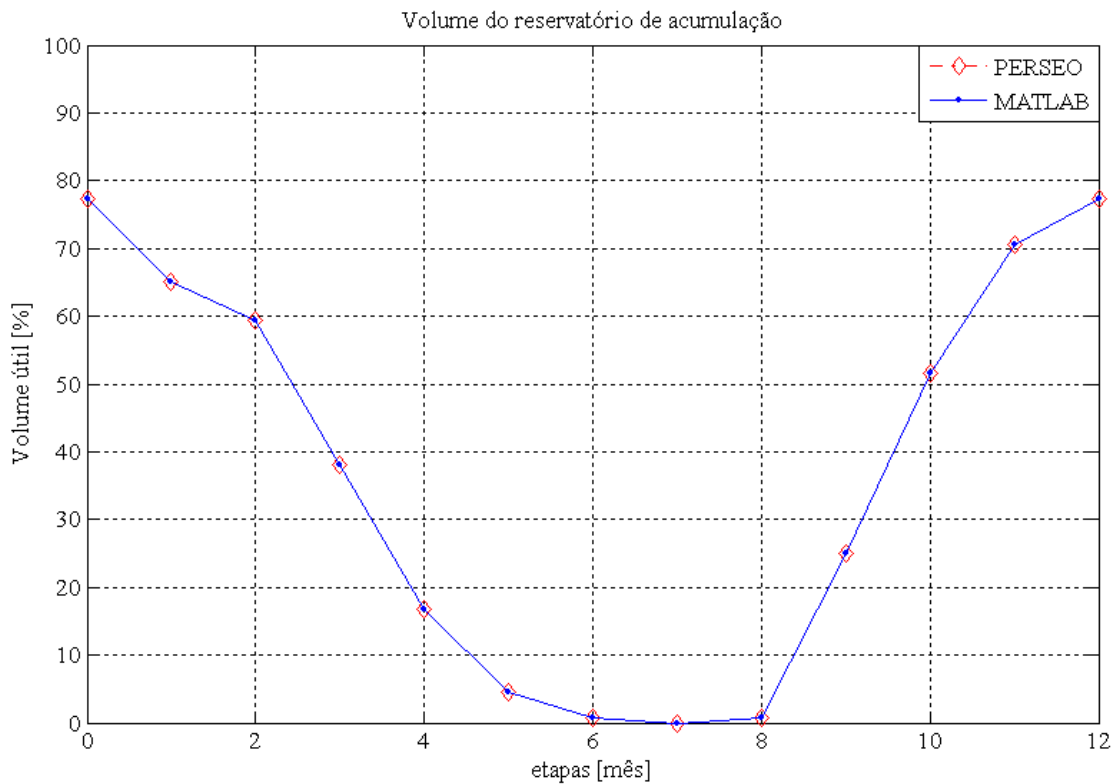
<b>Item/modelo</b>	<b>PERSEO</b>	<b>MATLAB</b>	<b>DIFERENÇA</b>
<b>Custo de operação (R\$)</b>	2.793.591,35	2.793.591,17	0,0 %
<b>Energia Hidrelétrica (GWh)</b>	111,972	111,972	0,0 %
<b>Energia Termelétrica (GWh)</b>	49,29	49,290	0,0 %
<b>Tempo (s)</b>	1,0	2,97	197,0 %

A energia hidrelétrica e a trajetória ótima de armazenamento do reservatório de acumulação se mostram na Figura 4.18 e Figura 4.19, respectivamente. Pode-se observar que em ambos os casos se obtêm os mesmos resultados.





**Figura 4.18** Energia hidrelétrica do sistema teste uninodal obtida com o PERSEO e o com MATLAB.



**Figura 4.19** Trajetória de volume armazenado no reservatório de acumulação do sistema teste uninodal obtida com o PERSEO e com o MATLAB.

c) Caso 3

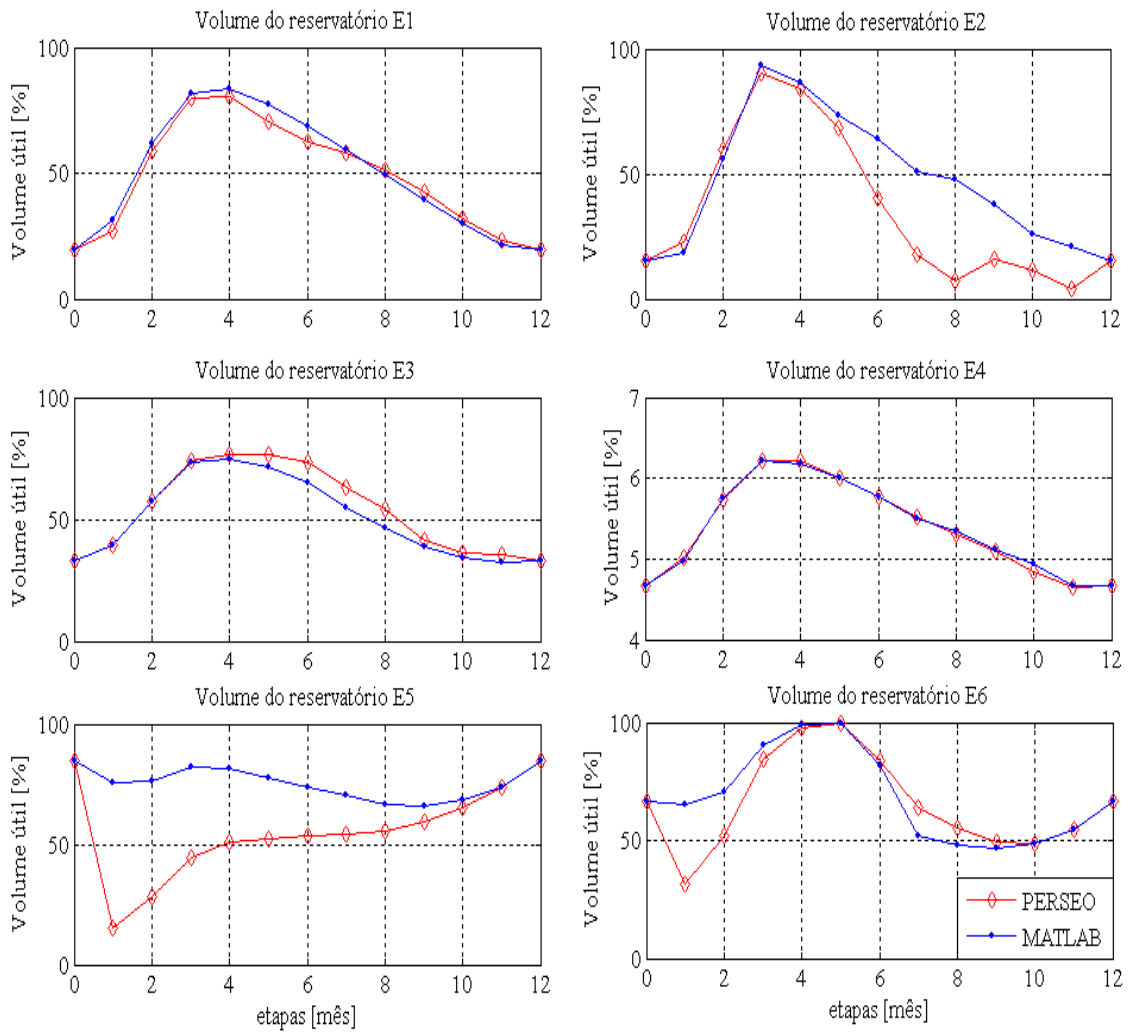
A seguir o sistema da Figura 4.7 é simulado empregando o modelo PERSEO e os resultados obtidos são comparados com os do modelo do presente trabalho. O objetivo da comparação, cujos resultados se dispõem na Tabela 4.8, é validar o modelo proposto com relação à inclusão da rede de transmissão e suas perdas no sistema hidrotérmico.

**Tabela 4.8** Estatísticas da otimização para o sistema multinodal usando o modelo PERSEO e o modelo desenvolvido em MATLAB.

<b>Item/modelo</b>	<b>PERSEO</b>	<b>MATLAB</b>	<b>DIFERENÇA</b>
<b>Custo de operação (R\$)</b>	38.853.636,46	37.965.910,74	2,28 %
<b>Energia Hidrelétrica. (GWh)</b>	1937,78	1.947,57	0,51 %
<b>Energia Termelétrica. (GWh)</b>	972,63	963,39	0,5 %
<b>Tempo (s)</b>	685,0	753,7	10,0 %

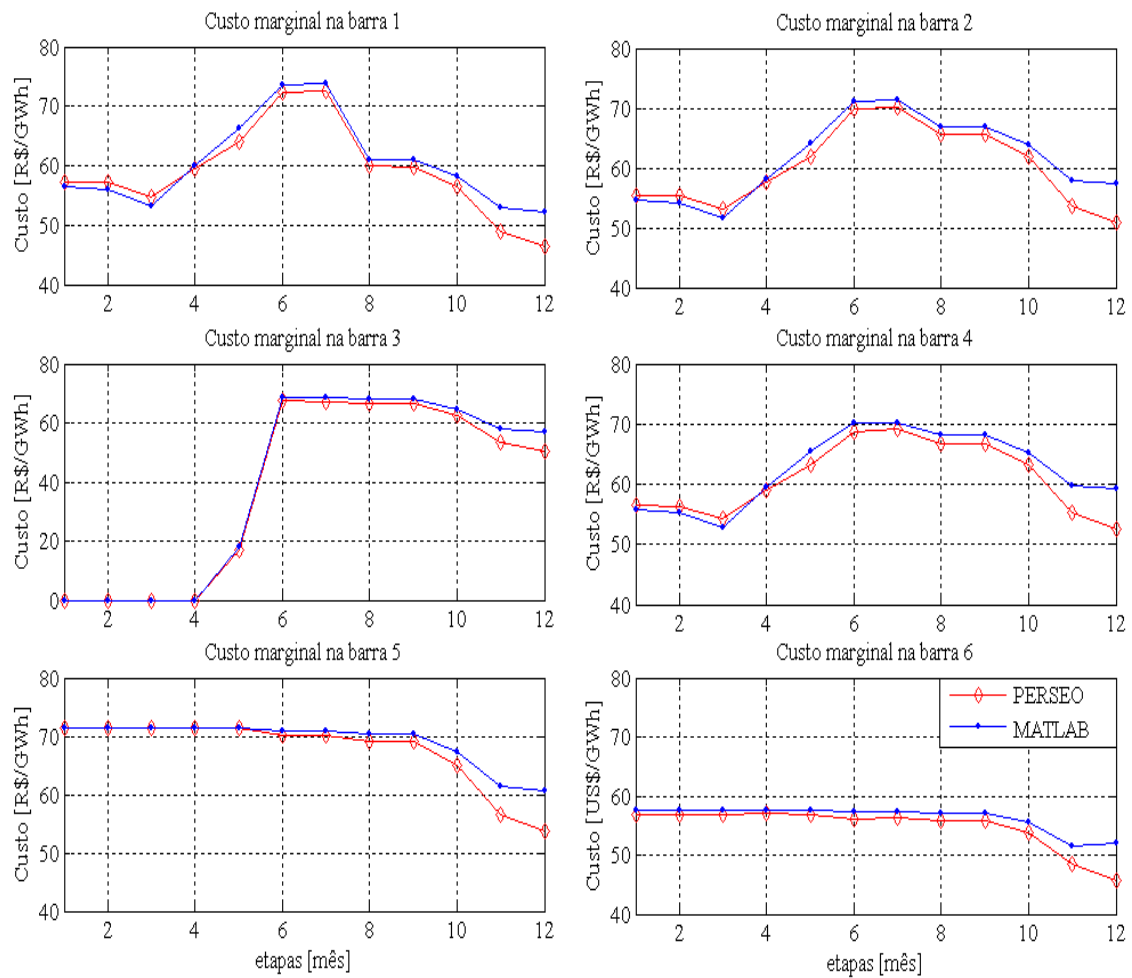
Observa-se que o custo de operação resultante do uso do modelo PERSEO é maior que o obtido usando o modelo proposto. A diferença entre tais resultados é notada no maior aproveitamento da água que vem dos afluentes naturais pelo modelo proposto.

As trajetórias ótimas de volume armazenado nos reservatórios de acumulação são apresentadas na Figura 4.20. Usando ambos os modelos obtêm-se resultados similares na maioria dos reservatórios de acumulação salvo no reservatório E5. A diferença deve-se ao uso da água do reservatório E5 que cada modelo faz. Assim entre as etapas 1 e 7, o reservatório não alimenta qualquer usina, o modelo PERSEO gasta uma maior quantidade de água nessas etapas. No modelo proposto neste trabalho o gasto da água é menor.



**Figura 4.20** Trajetória de volume armazenado no reservatório de acumulação do sistema teste multinodal obtida com o PERSEO e com o MATLAB.

Na Figura 4.21 tem-se o custo marginal nas barras do sistema. Pode-se ver um comportamento muito similar usando ambos os modelos.



**Figura 4.21** Custo marginal nas barras do sistema multinodal obtidos com o PERSEO e com o MATLAB.

# Capítulo 5

## CONCLUSÕES

### 5.1 Conclusões

Neste trabalho foi proposta uma metodologia para resolver o problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo para sistemas de energia elétrica com características multinodal e multi-reservatório. A metodologia está baseada na técnica de programação linear e pode ser aplicada na solução de sistemas de grande porte.

O modelo mostrou-se adequado para a representação dos vários elementos que compõem um sistema hidrotérmico. Foi possível verificar que é preciso modelar os elementos relevantes para os resultados que se desejam obter e de acordo à duração do período de estudo.

O modelo de coordenação hidrotérmica proposto foi implementado num programa computacional desenvolvido em MATLAB e aplicado com sucesso na solução de sistemas teste de pequeno e grande porte. Neste último caso o sistema interligado peruano e uma configuração do sistema interligado brasileiro sul-sudeste da bacia do rio Paraná. Da análise dos resultados pode-se concluir que tanto a geração hidrelétrica quanto o deplecionamento dos reservatórios de acumulação são funções diretas da disponibilidade hidrológica: quanto mais favorável for a afluência, maiores serão a geração e o deplecionamento.

A influência dos reservatórios de compensação na solução é observada somente quando a demanda do sistema é representada por dois ou mais blocos horários, pois estes elementos permitem a transferência de energia entre blocos horários de uma mesma etapa. A influência dos reservatórios de compensação é refletida na diminuição do custo de operação do sistema e nos custos marginais de energia do sistema no bloco horário de ponta.

A inclusão da rede de transmissão ocasiona perdas de energia no sistema e produz dois efeitos na solução:

- O custo de operação do sistema aumenta;
- Os custos marginais são afetados de acordo com a localização da geração e da demanda, ou seja, a rede de transmissão restringe a energia que pode ser enviada desde um ponto de geração até um ponto de consumo.

Para verificar a precisão dos resultados obtidos com o modelo linear proposto, estes foram comparados com modelos existentes na literatura que utilizam funções não lineares. Conclui-se que o modelo linear da coordenação hidrotérmica pode ser tão eficiente e preciso quanto os modelos não lineares. Isso significa que o modelo linear pode capturar as características mais relevantes do sistema real sem causar grandes variações nos resultados.

## **5.2 Extensões ao trabalho**

O crescente interesse no mundo pela preservação do meio-ambientais tem levado a analisar os efeitos da emissão de contaminantes tóxicos produzidos pelas usinas termelétricas, considerados perigosos para a saúde humana e o meio ambiente. Visto que na literatura estão disponíveis modelos que representam as emissões de poluentes usando funções lineares que dependem da energia gerada pelas termelétricas, as restrições dos poluentes podem ser incluídas na formulação do problema de coordenação hidrotérmica de longo prazo.

Pelas características do problema da coordenação hidrotérmica de longo prazo e a metodologia de solução proposta é possível obter uma implementação que aproveite as vantagens da computação paralela, conseguindo-se uma maior rapidez e eficiência computacional.

# **Anexos**

## Anexo A

### Dados do sistema teste uninodal

Neste apêndice apresentam-se os dados empregados no estudo I que corresponde ao sistema teste uninodal.

**Tabela A.1** Dados da usina hidrelétrica do sistema teste uninodal.

USINA	POTÊNCIA [MW]	VAZÃO MÁXIMA [m <sup>3</sup> /s]
USINA H	15,75	21,00

**Tabela A.2** Dados dos reservatórios do sistema teste uninodal.

RESERVATÓRIOS	VOLUME MÁXIMO [(Hm) <sup>3</sup> ]	VOLUME MÍNIMO [(Hm) <sup>3</sup> ]
Reservatório de acumulação	100,00	12,00
Reservatório de compensação	1,20	---

**Tabela A.3** Dados dos grupos termelétricos do sistema teste uninodal.

GRUPOS TÉRMICOS	POTÊNCIA [MW]	COMBUSTÍVEL	CUSTO DE OPERAÇÃO [R\$/MWh]
GRUPO 1	10,00	Diesel	130.5
GRUPO 2	1,00	Nuclear	12.61
GRUPO 3	5,00	Gás	65
GRUPO 4	1,00	Carvão	104.5
GRUPO 5	10,00	Óleo	293.62

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), programa mensal de operação do modelo NEWAVE (Agosto de 2006).



## Anexo B

### Dados do sistema teste multinodal de 6 barras

**Tabela B.1** Dados das usinas hidrelétricas do sistema multinodal.

<b>USINA</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>VAZÃO MÁXIMA [m<sup>3</sup>/s]</b>
H1	1,60	7,60
H2	0,60	6,00
H3	3,91	10,00
H4	14,80	15,00
H5	139,90	24,90
H6	8,80	15,00
H7	23,00	4,60
H8	11,90	4,60
H9	0,72	1,50
H10	75,00	23,22
H11	110,00	19,00

**Tabela B.2** Dados dos reservatórios do sistema teste multinodal.

<b>RESERVATÓRIOS</b>	<b>VOLUME MÁXIMO [(Hm)<sup>3</sup>]</b>	<b>VOLUME MÍNIMO [(Hm)<sup>3</sup>]</b>
Reservatório de acumulação E1	95,000	0,000
Reservatório de acumulação E2	43,000	9,000
Reservatório de acumulação E3	135,000	0,000
Reservatório de acumulação E4	840,000	36,000
Reservatório de acumulação E5	110,000	25,000
Reservatório de acumulação E6	110,000	20,000
Reservatório de compensação R1	0,180	
Reservatório de compensação R2	0,093	
Reservatório de compensação R3	0,045	
Reservatório de compensação R4	0,800	

**Tabela B.3** Dados dos grupos termelétricos do sistema teste multinodal.

<b>GRUPO TÉRMICO</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>COMBUSTÍVEL</b>	<b>CUSTO DE OPERAÇÃO [R\$/MWh]</b>
GRUPO 01	12,07	Carvão	155,00
GRUPO 02	5,29	Gás	97.15
GRUPO 03	5,59	Carvão	116.10
GRUPO 04	16,16	Gás	80.45
GRUPO 05	7,65	Diesel	130.5
GRUPO 06	19,97	Gás	87.12
GRUPO 07	16,42	Óleo	293.62
GRUPO 08	10,25	Gás	65
GRUPO 09	30,98	Gás	42.55
GRUPO 10	74,80	Gás	82,720
GRUPO 11	2,44	Gás	91.56
GRUPO 12	18,45	Nuclear	16.12
GRUPO 13	6,23	Nuclear	16,12
GRUPO 14	21,85	Gás	6.39
GRUPO 15	3,27	Gás	74.39
GRUPO 16	192,38	Gás	71.40
GRUPO 17	120,00	Gás	82,72
GRUPO 18	120,00	Gás	82,72
GRUPO 19	0,86	Gás	77.46

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), programa mensal de operação do modelo NEWAVE (Agosto de 2006).

## Anexo C

### Dados do sistema teste uninodal brasileiro de 46 usinas hidrelétricas

Neste apêndice apresenta-se um resumo das usinas de geração elétrica empregadas na otimização do sistema brasileiro.

Na Tabela C.1 apresenta-se um resumo das usinas hidrelétricas do sistema brasileiro. Os dados destas usinas são assumidos de maneira aproximada e não correspondem necessariamente aos dados reais.

**Tabela C.1** Dados das usinas hidrelétricas do sistema brasileiro.

USINA	POTÊNCIA [MW]	VOLUME ÚTIL [(Hm) <sup>3</sup> ]	VAZÃO TURBINADA [m <sup>3</sup> /s]
Bacia Hidrográfica do Paraná			
Camargos	46	672	209,43
Itutinga	54	--	228,36
Furnas	1.312	17.217	1.516,00
Peixoto (Mascarenhas)	478	2.500	1.326,47
Estreito (LC Barreto)	1.104	--	1.928,96
Jaguara	400	--	1.011,01
Volta Grande	380	--	1.513,19
Porto Colombia	328	--	1.919,86
Caconde	80	504	87,75
E da cunha	108	--	136,82
Oliveira	32	--	145,01
Marimbondo	1.488	5.260	1.488,00
Água Vermelha	1.396	5.169	2.492,00
Emboração	1.192	13.056	894,00
Itumbiara	2.280	12.454	2.280,00
Cachoeira Dourada	638	--	2443,46
São Simão	1.710	5.540	2.278,00
Ilha Solteira	3.444	8.965	8.422,00

<b>USINA</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>VOLUME ÚTIL [(Hm)<sup>3</sup>]</b>	<b>VAZÃO TURBINADA [m<sup>3</sup>/s]</b>
<b>Bacia Hidrográfica do Paraná</b>			
Barra Bonita	140	2.566	656,25
Bariri (AS Lima)	144	--	691,01
Ibitinga	131	--	686,67
Promissão	264	2.128	1.076,30
Nova Avanhandava	347	--	1.273,22
Tres Irmaos	808	3.440	1.852,95
Jupia	1.551	--	6.899,54
Porto primavera	1.540	5.600	8.466,28
Jurumirim	98	3.165	349,00
Chavantes	414	3.040	631,00
L N Garcez	72	--	441,67
Capivara	640	5.724	1.322,00
Taquaruçu	554	--	2.345,47
Rosana	372	--	2.047,42
Itaipu	12.600	--	11.289,23
Fos de Areia	1.676	3.805	1.174,00
Segredo	1.260	388	1.082,00
Salto Santiago	1.420	4.113	1.262,00
Salto Osorio	1.078	--	1.695,18
<b>Bacia Hidrográfica do Uruguai</b>			
Passo Fundo	226	1.404	96,36
<b>Bacia Hidrográfica do Atlântico Sudeste</b>			
Passo Real	158	3.595	353,99
Jacui	180	--	224,92
Itauba	500	--	598,30
C Cachoeira (Parigot de Souza)	260	156	608,93
<b>Bacia Hidrográfica do São Francisco</b>			
Tres Marias	396	15.278	790,74
Sobradinho	1.050	22.813	4.226,20

Na Tabela C.2 apresenta-se um resumo dos grupos termelétricos do sistema brasileiro.

**Tabela C.2** Dados dos grupos termelétricos do sistema brasileiro.

<b>GRUPO TÉRMICO</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>COMBUSTÍVEL</b>	<b>CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)</b>
Charqueadas	72,0	Carvão	191,08
Figueira	20,0	Carvão	186,72
J.Lacerda A1	100,0	Carvão	200,17
J.Lacerda A2	132,0	Carvão	160,03
J.Lacerda B	262,0	Carvão	155,00
J.Lacerda C	363,0	Carvão	116,10
P.Medici A	126,0	Carvão	104,50
P.Medici B	320,0	Carvão	104,50
S.Jeronimo	20,0	Carvão	248,31
Camacari D/G	346,8	Diesel	130,50
St.Cruz N.Di	166,0	Diesel	596,44
Ute Brasilia	10,0	Diesel	1047,38
Canoas	160,6	Gás	110,481
Cuiaba G Cc	480,0	Gás	6,39
Eletrobolt	386,0	Gás	100,40
Fafen	151,0	Gás	71,29
Fortaleza	347,0	Gás	71,40
Ibiritermo	235,0	Gás	77,46
Juiz De Fora	87,0	Gás	290,00
Macaé Mercha	923,0	Gás	97,15
Norteflu-1	400,0	Gás	10,50
Norteflu-2	315,0	Gás	42,55
Norteflu-3	85,0	Gás	74,39
Norteflu-4	69,0	Gás	107,99
Nova Pirat	386,0	Gás	180,00
Pirat.12 G	200,0	Gás	395,71
R.Silveira G	32,0	Gás	223,28
Termobahia	186,0	Gás	87,12
Termoceara	220,0	Gás	82,72

<b>GRUPO TÉRMICO</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>COMBUSTÍVEL</b>	<b>CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)</b>
Termope	638,0	Gás	65,00
Termorio	793,1	Gás	124,77
Tres Lagoas	240,0	Gás	110,48
Uruguaiiana	638,0	Gás	80,45
W.Arjona G	190,0	Gás	197,85
Angra 1	657,0	Nuclear	15,51
Angra 2	1.350,0	Nuclear	12,61
Alegrete	66,0	Óleo	1022,21
Carioba	36,0	Óleo	937,00
Igarape	131,0	Óleo	432,70
Nutepa	24,0	Óleo	572,00
St.Cruz 12	84,0	Óleo	293,62
St.Cruz 34	440,0	Óleo	293,62

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), programa mensal de operação do modelo NEWAVE (Agosto de 2006).

## Anexo D

### Dados do sistema teste multinodal peruano de 103 barras

Neste apêndice apresenta-se um resumo das usinas de geração elétrica empregadas na otimização do sistema peruano, a informação corresponde à utilizada no processo de fixação de tarifas de energia de maio de 2006.

Na Tabela D.1 tem-se um resumo das usinas hidrelétricas do sistema peruano.

**Tabela D.1** Dados das usinas hidrelétricas do sistema peruano.

USINA	POTÊNCIA [MW]	VAZÃO TURBINADA [m <sup>3</sup> /s]
<b>Bacia Hidrográfica do rio Mantaro</b>		
Mantaro	650,5	101,569
Restitucion	215,4	99,798
Malpaso	48,0	71,000
Pachachaca	9,7	6,560
Oroya	9,5	6,450
<b>Bacia Hidrográfica do rio Rimac</b>		
Huinco	247,3	21,9677
Matucana	128,6	14,800
Callahuanca	75,1	10,884
Moyopampa	64,7	17,500
Huampaní	30,2	18,500
Huanchor	19,6	10,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Pativilca</b>		
Cahua	43,1	22,860
<b>Bacia Hidrográfica do rio Santa</b>		
Cañon del Pato	263,5	77,000
Pariac	4,5	2,200
<b>Bacia Hidrográfica do rio Jequetepeque</b>		
Gallito Ciego	38,1	44,800
<b>Bacia Hidrográfica do rio Chancay</b>		
Carhuaquero	95,0	23,000

<b>USINA</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>VAZÃO TURBINADA [m<sup>3</sup>/s]</b>
<b>Bacia Hidrográfica do rio Paucartambo</b>		
Yaupi	104,9	24,764
Yuncán	133,5	30,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Tulumayo</b>		
Chimac	150,9	82,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Tarma</b>		
Yanango	42,6	20,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Chili</b>		
Charcani I	1,7	10,000
Charcani II	0,6	4,800
Charcani III	4,6	8,510
Charcani IV	15,3	15,000
Charcani V	139,9	24,900
Charcani VI	8,9	15,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Aricota</b>		
Aricota I	22,5	4,600
Aricota II	12,4	4,600
<b>Bacia Hidrográfica do rio Vilcanota</b>		
Machupicchu	85,8	30,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio San Gabán</b>		
San Gabán	113,1	19,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Misapuquio</b>		
Misapuquio	3,9	2,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Cailloma</b>		
San Antonio - San Ignacio	1,0	2,920
Huayllacho	0,2	0,150
<b>Bacia Hidrográfica do rio Chira</b>		
Curumuy	12,5	36,000
Pochos I	15,4	45,000
<b>Bacia Hidrográfica do rio Huaura</b>		
Santa Rosa I	1,3	5,500
Santa Rosa II	1,7	5,000



Na Tabela D.2 apresenta-se um resumo dos grupos termoeletricos do sistema peruano.

**Tabela D.2** Dados dos grupos térmicos do sistema peruano.

<b>GRUPO TÉRMICO</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>COMBUSTÍVEL</b>
TG Malacas 1	15,0	Gás Natural
TG Malacas 2	15,0	Gás Natural
TG Malacas 3	14,7	Diesel
TG Malacas 4	97,4	Gás Natural e água
TG Chimbote	42,7	Diesel
TG Trujillo	21,3	Diesel
TG Piura	21,0	Residual
GD Piura	22,2	Residual
GD Chiclayo	24,1	Residual
GD Sullana	10,3	Diesel
GD Paita	8,8	Diesel
GD Pacasmayo	17,7	Diesel
TG Santa Rosa UTI	105,8	Diesel
TG Santa Rosa WTG	123,3	Gás Natural
TG Ventanilla 3	159,2	Gás Natural
TG Ventanilla 4	156,1	Gás Natural
TV San Nicolas	64,5	Residual
GD San Nicolas	1,2	Diesel
TG1 Aguaytia	87,0	Gás Natural
TG2 Aguaytia	78,1	Gás Natural
GD Tumbes nueva MAK1	9,1	Residual
GD Tumbes nueva MAK2	9,0	Residual
GD Yaniracocha-Wartsila	25,0	Residual
GD Dolorespata	11,8	Diesel
GD Taparachi	4,5	Diesel
GD Bellavista	3,3	Diesel
GD Chilina	10,3	Residual
Chilina ciclo combinado	18,7	Diesel
Chilina TV 2	6,8	Residual
Chilina TV 3	10,1	Residual
GD Mollendo I	31,5	Residual
TG Mollendo II	71,0	Diesel
GD Calana	25,5	Residual
Ilo 1 TV 2	23,2	Vapor

<b>GRUPO TÉRMICO</b>	<b>POTÊNCIA [MW]</b>	<b>COMBUSTÍVEL</b>
Ilo 1 TV 3	71,7	Residual
Ilo 1 TV 4	55,3	Residual
Ilo 1 TG 1	34,6	Diesel
Ilo 1 TG 2	34,9	Diesel
Ilo 1 CATKATO	3,2	Diesel
Ilo 2 TV Carbón 1	141,1	Carvão
Chilca	174,0	Gás Natural

# Referências Bibliográficas

- BAI, X. and SHAHIDEHPOUR, S. M.; “Hydro-thermal scheduling by Tabu search and decomposition method,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, No. 2, pp. 968 – 974, May. 1996.
- BAZARAA, M; JARVIS, J and SHERATI H., *Linear Programming and Network Flows* John Willey, 1990.
- CAMAC. D.; “Programação Dinâmica Dual Determinística no Despacho Hidrotérmico” (em espanhol), Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Chile, 1994.
- CARNEIRO, A. A. F. M.; SOARES, S. and BOND, P.S.; “A large scale application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No 1, pp. 330 – 336, Feb. 1990.
- CARNEIRO, A. A. F. M. “Contribuição ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência” Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP, 1991.
- CHRISTOFORIDIS, M.; AGANAGIC, M.; AWOBAMISE, B.; TONG, S. and RAHIMI, A.F.; “Long-term/mid-term resource optimization of a hydro-dominant power system using interior point method,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, No. 1, pp. 287 – 294, Feb. 1996.
- CICOGNA, M.A.; “Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica,” Tese de doutorado. FEEC/UNICAMP. Dez. 2003.

- COMISSÃO DE TARIFAS DE ENERGIA (CTE); “Modelo para a Determinação de Custos Marginais no Sistema Elétrico Interligado Nacional: Manual do Usuário,” Lima, Peru, 2000.
- CONEJO, A. and MEDINA, J.; “Long-term hydro-thermal coordination via hydro and thermal subsystem decomposition,” presented in 7th Mediterranean Electrotechnical Conference, Abr. 1994.
- CRUZ, G.; “Planejamento da Operação Energética de Longo Prazo em Sistemas Hidrotérmicos de Potência,” Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP. 1994.
- CRUZ, G. and SOARES, S.; “Non-uniform composite representation of hydroelectric systems for long-term hydrothermal scheduling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, No 2, pp. 702 – 707, May 1996.
- EL-KEIB, A. A.; MA, H. and HART, J. L.; “Environmentally constrained economic dispatch using the Lagrangian relaxation method,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No 4, pp. 1723 – 1729, Nov 1994.
- FERRERO, R.W.; RIVERA, J.F. and SHAHIDEHPOUR,S.M.; “A dynamic programming two-stage algorithm for long-term hydrothermal scheduling of multireservoir systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No 4, pp. 1534 – 1540, Nov. 1998.
- GIL, E.; BUSTOS, J. and RUDNICK, H.; “Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, pp. 1256 – 1264, Nov. 2003.
- GORESNTIN, B.G.; CAMPODONICO, N. M.; COSTA, J.P. and PEREIRA, M. V. F.; “Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No 2, pp. 791 – 797, May 1992.

- JIMENEZ, N. and CONEJO, A.; “Short-term hydro-thermal coordination by Lagrangian relaxation: solution of the dual problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No 1, pp. 89 – 95, Feb 1999.
- KARMAKAR, N.; “A new polynomial time algorithm for linear programming,” *Combinatorica*, Vol. 4, pp. 373 – 395, 1984.
- LIANG, R.-H and HSU, Y.-Y “Short-term hydro scheduling using Hopfield neural network,” *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 143, No 3, pp 269 – 275, May 1996.
- MARTINEZ, L.; “Política de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos,” Tese de doutorado. FEEC/UNICAMP. 2001.
- MARTINEZ, L. and 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, pp. 330 – 336, May 2002.
- MARTINEZ, L. and SOARES, S.; “Primal and dual stochastic dynamic programming in long term hydrothermal scheduling,” *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Vol. 3, pp. 1283 - 1288, Oct 2004.
- NABONA, N.; “Multicommodity network flow model for long-term hydrogeneration optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No 2, pp. 395 – 404, May 1993.
- NABONA, N.; CASTRO, J. and GONZALES, J.A. “Optimum long-term hydrothermal coordination with fuel limits,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 1054 – 1062, May 1995.
- NARESH, R. and SHARMA, J.; “Hydro system scheduling using ANN approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No 1, pp. 388 – 395, May 2000.

- PASTOR, L.; “Estratégias Evolutivas no Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos de Potência,” Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP. 2005.
- PEREIRA, M.V.F.; CAMPODONICO, N.; and KELMAN, R.; “Long-term hydro scheduling based on stochastic models,” EPSOM, September 1998, Zurich.
- PEREIRA, M.V.F.; CAMPODONICO, N. and KELMAN, R.; “Application of stochastic dual DP and extensions to hydrothermal scheduling,” PSRI Tech Report 012/99.
- PIEKUTOWSKI, M. R.; LITWINOWICZ, T. and FROWD, R. J.; “Optimal short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No 2, pp. 805 – 811, May 1994.
- POWER SYSTEMS RESEACH INC.; “SDDP Model: User Manual Version 8.0,” July 1999.
- RUDNICK, H.; BARROSO, L.A.; SKERK, C. and BLANCO, A.; “South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile,” *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 3, No. 2, pp. 49 – 59, 2005.
- SALAM, M.S.; NOR, K. M. and HAMDAM,A.R.; “Hydrothermal scheduling based Lagrangian relaxation approach to hydrothermal coordination,” *IEEE transaction on Power Systems*, Vol. 13, No 1, pp. 226 – 235, Feb 1998.
- SHAHIDEHOPOUR, M. and YONG, F; “Benders decomposition: applying Benders decomposition to power systems,” *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 3, No. 2, pp. 20 – 21, 2005.
- SOARES, S.; OHISHI, T.; CICOGNA, M. and ARCE, A.; “Dynamic dispatch of hydro generating units,” *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, Vol. 2, pp. 6, Jun 2003.

- URIBE, M. A.; “Determinação dos Custos Marginais do Sistema Interligado Nacional” (em espanhol), Monografia de conclusão de curso, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (FIEE), Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), Lima, Peru, 2000.
- VELAZCO, M. I. F.; “Solução de Problemas de Otimização Linear por Redes Neurais Associadas a Métodos de Pontos Interiores” Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP, 2003.
- VENTOSA, M.; GARCIA-ALCALDE, A.; MENCIA, A.; RIVIER, M. and RAMOS, A.; “Modeling inflow uncertainty in electricity markets: A stochastic MCP approach,” *IEEE Proceedings 6<sup>th</sup> PMAPS Conference*, Madeira, Vol. 2, pp 3-106, 2000.
- VENTOSA, M.; RIVIER, M.; RAMOS, A. and GARCIA-ALCALDE, A.; “An MCP approach for hydrothermal coordination in deregulated power markets,” *IEEE PES Summer Meeting, Proceedings*, Vol. 4 pp 2272 – 2277, 2000.
- WOOD, A. and WOLLENBERG, B.; *Power Generation, Operation, and Control*, John Willey & Sons 2<sup>nd</sup> ed., 1996.
- YU, Z.; SPARROW, F.T. And BOWEN, B.H.; “A new long-term hydro production scheduling for maximizing the profit of hydroelectric systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No 1, pp. 66 – 71, Feb, 1998.
- YU, Z.; SPARROW, F.T. and NDERITU, D.; “Long-term hydrothermal scheduling using composite thermal and composite hydro representations,” *IEE Proceeding of Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 145, No. 2, pp 210 – 216, Mar. 1998.
- ZOUMAS, C.E.; BAKIRTZIS, A.G.; THEOCHARIS, J.B. and PETRIDIS, V., “A genetic algorithm solution approach to the hydrothermal coordination problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No 3, pp. 1356 – 1364, Aug. 2004.

ZAMBELLI, M.; SIQUEIRA, G.; CICOGNA, M. and SOARES, S.; “Deterministic versus stochastic models for long term hydrothermal scheduling,” presented in Power Engineering Society General Meeting, 2006.