

ESQUEMAS COMPETITIVOS EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS:

**OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS EM AMBIENTE DE MERCADO**

Priscila R. Lino

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Instituto de Matemática - NCE

Tese de MSc

Rio de Janeiro, Brasil

Setembro de 2001

**ESQUEMAS COMPETITIVOS EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS:
OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS EM AMBIENTE DE MERCADO**

Priscila Rochinha Lino

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DO PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM INFORMÁTICA DO INSTITUTO DE MATEMÁTICA E NÚCLEO DE COMPUTAÇÃO ELETRÔNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM INFORMÁTICA.

Aprovada por:

Márcia Helena da Costa Fampa, D.Sc.

Mário Veiga Ferraz Pereira, D.Sc.

João Lizardo Rodrigues Hermes de Araújo, Dr.Sp.

Sérgio Granville, PhD.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2001

LINO, PRISCILA ROCHINHA

Esquemas Competitivos em Sistemas

Hidrotérmicos: Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em
Ambiente de Mercado [Rio de Janeiro] 2001-09-24

V, 147 p. 29,7 cm (IM-NCE/UFRJ, M.Sc. em Informática, 2001)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, IM

1. Despacho Hidrotérmico
2. Competição Perfeita
3. Mercado Atacadista de Água

AGRADECIMENTOS

Sou imensamente grata a todos que, de alguma forma, motivaram e contribuíram para a realização deste trabalho e em especial:

ao professor Mário Veiga Ferraz Pereira, pela oportunidade da realização desta tese e pelo apoio incondicional em todas as etapas de desenvolvimento da mesma;

à professora Márcia Fampa, pelos comentários e sugestões inteligentes feitos em nossas reuniões;

ao amigo Luiz Augusto Barroso pelas inúmeras revisões e sugestões à este trabalho;

aos amigos Maria Cândida Lima e Rafael Kelman, pela sempre disponibilidade para discutir temas relacionados à tese;

aos professores e amigos do Instituto de Matemática e do Núcleo de Computação Eletrônica da UFRJ pelos conhecimentos adquiridos durante os cursos de graduação e de mestrado;

aos meus pais, João de Brito e Maria Florinda, e ao meu irmão, João Luis, pelos incentivos dados ao longo desta jornada;

à minha amiga Adriana Araújo pelo apoio incondicional para a conclusão deste trabalho;

e finalmente à todos os amigos da PSR e da Mercados de Energia, a saber: Alex Laje, Cristine Juste, Eduardo Faria, Fernanda Thomé, Frank Avilla, Frederico Magalhães, Gerson Couto, Gustavo Voll, Jorge Trinkenreich, José Marcos Bressane, José Rosenblatt, Julio Cahuano, Laura Bahiense, Luiz Maurício Thomé, Marcio Szechtman, Marcos Meireles, Maria de Luján Latorre, Maria Helena Guthier, Max Junqueira, Noélia Pontes, Nora Campodónico, Sérgio Granville e Sérgio Lucindo, por nossa agradável convivência.

Resumo da Tese apresentada à IM-NCE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

**ESQUEMAS COMPETITIVOS EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS:
OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS EM
AMBIENTE DE MERCADO**

Priscila Rochinha Lino

Setembro/2001

Orientadores: Márcia Helena da Costa Fampa

Mário Veiga Ferraz Pereira

O objetivo deste trabalho é investigar as possíveis ineficiências em uma operação descentralizada baseada em ofertas de sistemas hidrotérmicos, quando comparada com um despacho centralizado do mesmo sistema. Será mostrado que a operação descentralizada de usinas hidroelétricas em um mercado com competição perfeita se assemelha a sua operação de mínimo custo. Além disso, o problema de despacho de usinas hidroelétricas em cascata pertencentes à diferentes agentes será formulado e resolvido. Será mostrado que o esquema de pagamento *spot* não provê os incentivos corretos e necessários para os reservatórios à montante regularizarem a produção de energia de toda a cascata. A solução proposta é a criação de um Mercado Atacadista de Água, análogo ao existente Mercado Atacadista de Energia, para a comercialização da água armazenada. Estes assuntos serão ilustrados com exemplos do sistema brasileiro.

Abstract of Thesis presented to IM-NCE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

**COMPETITIVE SCHEMES IN HYDROTHERMAL SYSTEMS:
DECENTRALIZED DISPATCH OF HYDROTHERMAL IN COMPETITIVE
MARKET**

Priscila Rochinha Lino

September/2001

Advisors: Márcia Helena da Costa Fampa

Mário Veiga Ferraz Pereira

The objective of this work is to investigate the possible inefficiencies of hydro scheduling under a bidding scheme, as compared with a centralized dispatch. It will be shown that the decentralized dispatch of hydro plants in a perfect market is similar to its minimal cost dispatch. Besides, the problem of coordinating the dispatch of hydro plants in cascade belonging to different owners will be formulated and solved. It will be shown that the usual *spot* market schemes do not provide the correct incentive for reservoirs upstream to regulate downstream production. The proposed solution scheme is the creation of a Wholesale Water Market analogous to the existing Wholesale Energy Market for trading stored water. The approach will be illustrated with examples from the Brazilian system.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	4
1.1	A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	4
1.2	OBJETIVO DO TRABALHO.....	6
2	OPERAÇÃO DE SISTEMAS TÉRMICOS	9
2.1	INTRODUÇÃO	9
2.2	DESPACHO DE MÍNIMO CUSTO	9
2.3	EXEMPLO.....	12
2.4	REMUNERAÇÃO NO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA (MAE)	13
2.5	DESPACHO DE OFERTAS	14
2.5.1	<i>Caso Determinístico.....</i>	<i>17</i>
2.6	VANTAGENS DE UM ESQUEMA DE PAGAMENTO SPOT.....	20
3	OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS - DESPACHO DE MÍNIMO CUSTO.....	22
3.1	INTRODUÇÃO	22
3.2	DEPENDÊNCIA TEMPORAL	22
3.3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	24
3.4	CUSTO IMEDIATO E CUSTO FUTURO	26
3.5	VALOR DA ÁGUA.....	28
3.6	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO	29
3.7	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE UM ESTÁGIO E UM ESTADO.....	31
3.7.1	<i>Função Objetivo.....</i>	<i>31</i>
3.7.2	<i>Balço Hídrico.....</i>	<i>32</i>
3.7.3	<i>Limites de Armazenamento e Turbinamento.....</i>	<i>33</i>
3.7.4	<i>Limites na Geração Térmica.....</i>	<i>33</i>
3.7.5	<i>Atendimento à Demanda.....</i>	<i>33</i>
3.8	CÁLCULO DO DESPACHO ÓTIMO E DOS PREÇOS SPOT	34
3.9	EXEMPLO.....	34
3.10	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA.....	37
3.11	LIMITAÇÕES DA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA.....	39
4	PROBLEMA DA CASCATA	41
4.1	INTRODUÇÃO	41
4.2	DISTORÇÃO DO MERCADO SPOT	41
5	MERCADO ATACADISTA DE ÁGUA.....	44
5.1	INTRODUÇÃO	44
5.2	PROBLEMA DE DESPACHO HIDROTÉRMICO.....	44

5.3	REMUNERAÇÃO SPOT DOS GERADORES.....	46
5.4	EFEITO DO RESERVATÓRIO.....	46
5.5	COMPENSAÇÃO DOS GERADORES.....	47
5.6	COMPENSAÇÃO DO RESERVATÓRIO AO SISTEMA.....	48
5.7	BALANÇO DAS COMPENSAÇÕES DE RESERVATÓRIOS E GERADORES.....	48
5.8	EXEMPLO DE BALANÇO NO MAA.....	50
5.8.1	<i>Balanço no MAA.....</i>	51
5.8.2	<i>Balanço Conjunto MAA + MAE.....</i>	52
5.9	ESTUDO DE CASO.....	53
5.9.1	<i>Descrição do Sistema.....</i>	53
5.9.2	<i>Descrição do Estudo.....</i>	54
5.9.3	<i>Preço Spot x Produção de Energia Esperada.....</i>	56
5.9.4	<i>Benefício da Regularização.....</i>	58
5.9.5	<i>Renda Média das Usinas Hidroelétricas em Cascata.....</i>	59
5.9.6	<i>Análise das Compensações devido ao MAA.....</i>	61
5.10	OUTROS MECANISMOS DE SOLUÇÃO.....	63
6	OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	64
6.1	INTRODUÇÃO.....	64
6.2	MERCADOS COMPETITIVOS.....	64
6.3	CARACTERÍSTICAS DE UM MERCADO PERFEITAMENTE COMPETITIVO.....	67
6.4	ESTRATÉGIA DE UM AGENTE <i>PRICE TAKER</i>	69
6.4.1	<i>Cenários de Evolução de Preços.....</i>	71
6.4.2	<i>Escolha da Decisão.....</i>	72
6.5	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	74
6.6	METODOLOGIA.....	76
6.7	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA AMOSTRAL.....	79
6.8	ESTUDO DE CASO – OPERAÇÃO MÍNIMO CUSTO X OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA.....	81
6.8.1	<i>Descrição do Sistema.....</i>	81
6.8.2	<i>Descrição do Estudo.....</i>	83
6.8.3	<i>Preço Spot do Sistema.....</i>	85
6.8.4	<i>Produção Média de Energia.....</i>	87
6.8.5	<i>Remuneração Média Spot.....</i>	89
7	OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE USINAS EM CASCATA.....	90
7.1	INTRODUÇÃO.....	90
7.2	A INEFICIÊNCIA OPERATIVA.....	90
7.3	ESTUDO DE CASO – A INEFICIÊNCIA OPERATIVA.....	93
7.3.1	<i>Descrição do Sistema.....</i>	93
7.3.2	<i>Descrição do Estudo.....</i>	95

7.3.3	<i>Produção Média de Energia</i>	97
7.3.4	<i>Energia Armazenada</i>	100
7.3.5	<i>Remunerações Spot Médias</i>	101
7.4	O MERCADO ATACADISTA DE ÁGUA.....	103
7.4.1	<i>Exemplo Determinístico</i>	104
7.5	ESTUDO DE CASO – CORREÇÃO DOS SINAIS ECONÔMICOS	112
7.5.1	<i>Descrição do Estudo</i>	112
7.5.2	<i>Produção Média de Energia</i>	113
7.5.3	<i>Energia Armazenada</i>	115
7.5.4	<i>Remunerações Médias MAE + MAA</i>	116
7.5.5	<i>Valor da Água</i>	118
8	CONCLUSÃO	122
9	REFERENCIAS	125
10	ANEXO A - ALGORÍTMO DE OPERAÇÃO DE MÍNIMO CUSTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	130
11	ANEXO B - ALGORÍTMO DE OPERAÇÃO DE MÍNIMO CUSTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM MAA	134
12	ANEXO C - ALGORÍTMO DE OPERAÇÃO DE DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	137

1 INTRODUÇÃO

1.1 A Reestruturação do Setor Elétrico

A introdução de mercados competitivos nos mais variados setores da economia tem por objetivo melhorar a qualidade dos produtos e serviços comercializados através do estímulo à competição entre seus agentes participantes. Esse fenômeno vem sendo observado, em particular, em um setor de extrema importância para economia: o setor elétrico. Vários países em todo o mundo estão reestruturando seus setores elétricos com o intuito de torná-los mais eficientes através da introdução da competição entre seus agentes geradores, distribuidores e comercializadores.

Alguns dos principais procedimentos que vêm sendo utilizados no processo de reestruturação de setores elétricos de diversos países são a *desverticalização*, isto é, a separação dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia de forma que estas atividades possam ser exercidas por empresas distintas, a *privatização*, que constitui a transferência do setor público para a iniciativa privada da responsabilidade pela realização de investimentos na expansão do setor, e a introdução de um *despacho descentralizado baseado em ofertas* no qual os agentes do mercado são livres para operarem as suas unidades geradoras. Estas novas diretrizes permitem que a competição entre os agentes, necessária para prover a eficiência do sistema em ambiente de mercado, seja estabelecida no mercado elétrico.

É importante ressaltar, no entanto, que estes procedimentos não necessariamente devem ser executados em conjunto para que a reestruturação seja realizada. No Brasil, por exemplo, embora o país venha passando por uma intensa reforma em seu setor elétrico com a entrada de agentes privados no mercado de geração, no momento não se prevêem mecanismos de ofertas, *bidding*, tais como já existem na Noruega, continuando a operação e o despacho sendo realizados centralizadamente segundo um modelo *tight-pool*.

A implementação desta nova estrutura exige, no entanto, a criação de alguns agentes específicos que sejam responsáveis pela integração e confiabilidade do sistema, a saber: um *operador independente*, que garanta a segurança operacional realizando o despacho das unidades geradoras, um *órgão regulador*, responsável por instituir as regras de mercado que assegurem a competitividade do setor, e finalmente um *mercado atacadista de energia*, que caracteriza o local onde são efetuadas a contabilização e liquidação da energia comprada e vendida pelos geradores e demandas do sistema.

Na maioria dos países, o processo de reestruturação tem substituído o tradicional planejamento da expansão e operação, baseados em uma otimização centralizada, por procedimentos descentralizados, baseados no funcionamento de mercado:

- a) Ao invés de seguir um plano de expansão produzido por uma agência de planejamento central, os agentes privados ou públicos são livres para decidir a construção de unidades geradoras e competir pelos contratos de vendas de energia com concessionárias e clientes;
- b) Além do mercado de contratos, os geradores podem livremente fazer suas ofertas (x MWh ao preço unitário mínimo de y \$/MWh) para a produção de energia em um *Mercado Atacadista de Energia* - MAE. As unidades são então carregadas por ordem crescente da oferta de preço unitário mínimo até que a demanda seja atendida. Os geradores despachados pelo *Operador do Sistema* recebem pelo preço da unidade mais cara despachada, que corresponde ao custo marginal de curto prazo do sistema (CMCP) ou preço *spot*;
- c) Uma vez calculada a geração de cada usina, esta recebe do MAE um valor (\$) dado pelo preço *spot* (\$/MWh), multiplicado pela energia gerada (MWh). Por sua vez, cada comprador (em geral empresas distribuidoras ou grandes consumidores industriais) paga ao MAE um valor (\$) relativo aos MWh consumidos neste período, multiplicado pelo mesmo preço *spot*.

Um dos aspectos conceitualmente atraentes do esquema de pagamento *spot* é que, havendo competição perfeita, ele produz sinais econômicos eficientes para a expansão do sistema. Isto é, se o sistema está otimamente dimensionado, a remuneração *spot* se iguala aos custos de investimento mais as despesas operacionais [20]. Isto se aplica bem a sistemas térmicos, entretanto, o mesmo nem sempre ocorre em sistemas hidrotérmicos quando, por exemplo, duas ou mais empresas são proprietárias de usinas hidroelétricas instaladas em uma mesma bacia hidrográfica (cascata).

1.2 Objetivo do Trabalho

Enquanto parece haver um consenso relativo às vantagens de decisões de investimento descentralizadas, há pelo menos uma questão importante que traz preocupação com respeito ao uso de esquemas de ofertas para definir o despacho de sistemas hidrotérmicos: a distorção dos sinais econômicos, resultante da remuneração baseada apenas no custo marginal de curto prazo, de usinas hidroelétricas instaladas em uma mesma bacia hidrográfica.

A análise desta distorção econômica, que em ambiente de mercado pode resultar em uma operação de menor eficiência para o sistema, juntamente com o Mercado Atacadista de Água, proposto para a sua correção, constituem o tema central desta tese.

O Capítulo 2 discute o despacho em sistemas térmicos e introduz o Mercado Atacadista de Energia (MAE) onde os pagamentos aos geradores são feitos com base no custo marginal de curto prazo (CMCP) do sistema, ou preço *spot*. É introduzido ainda o conceito de despacho baseado em ofertas de preços de energia pelos geradores e é analisada a estratégia de ofertas de um gerador em ambiente de mercado, onde mostra-se que este é induzido, pelo mecanismo de mercado, a ofertar seu próprio custo de produção.

O Capítulo 3 trata do problema de despacho ótimo em sistemas hidrotérmicos. Nestes sistemas existe sempre a possibilidade de se fazer um uso intensivo de geração hidroelétrica hoje para economizar dinheiro relativo à utilização de combustível nas

usinas térmicas. Tal estratégia pode ser adequada caso as vazões futuras sejam boas e compensem a utilização da água dos reservatórios hoje. No caso de ocorrência de seca no futuro, a estratégia se revelará um desastre, pois o baixo estoque de água impossibilitará que a geração hidroelétrica somada à geração térmica atenda plenamente à demanda. A descrição do problema de despacho ótimo em sistemas hidrotérmicos e algumas técnicas para sua resolução são apresentadas neste capítulo, seguindo a metodologia originalmente desenvolvida em [28, 33].

O Capítulo 4 trata do problema da distorção dos sinais econômicos em sistemas hidrotérmicos em que usinas pertencentes a diferentes empresas estão localizadas em uma mesma bacia hidrográfica e os pagamentos são feitos com base apenas na energia produzida por cada gerador. Mostra-se que este problema é causado pela não remuneração do bem econômico “água” regularizado pelos reservatórios da cascata.

No Capítulo 5 apresenta-se uma proposta para a correção da distorção econômica discutida no Capítulo 4: a criação de um Mercado Atacadista de Água (MAA). Neste mercado, parte da renda obtida através da venda da energia produzida por uma hidroelétrica no MAE é realocada para os respectivos agentes que contribuíram para esta produção através da regularização de seus reservatórios. Com o intuito de analisar sua eficiência, são implementados dois modelos baseados em Programação Dinâmica Estocástica para simular as operações de mínimo custo de um sistema hidrotérmico composto por usinas hidroelétricas em cascata: o primeiro considera a remuneração dos agentes apenas no Mercado Atacadista de Energia enquanto o segundo remunera as usinas hidroelétricas segundo o MAE e o MAA. As remunerações *spot* das usinas hidroelétricas em cascata consideradas são analisadas a partir destas simulações.

No Capítulo 6 é discutida a operação descentralizada baseada em ofertas de sistemas hidrotérmicos. Em particular se formula o problema de maximização de renda para usinas hidroelétricas *price takers*, isto é, que não possuem poder de afetar o preço *spot* do sistema através de suas ofertas de energia. Mostra-se ainda que a operação destes agentes quando isolados no sistema se assemelha à sua operação de mínimo custo. Utiliza-se a técnica de Programação Dinâmica Estocástica Amostral para simular a

operação descentralizada e compara-se os resultados obtidos desta simulação com os obtidos de um despacho de mínimo custo.

No Capítulo 7 é feita uma generalização do Capítulo 6 para usinas hidroelétricas em cascata. É apresentada a distorção econômica, devido ao pagamento baseado apenas na produção de energia das usinas hidroelétricas do sistema, que se perpetua em um despacho baseado em ofertas, além da ineficiência operativa do sistema resultante da não regularização das vazões afluentes ao sistema pelos reservatórios. Em seguida, mostra-se que a introdução de um Mercado Atacadista de Água corrige este problema fornecendo os sinais econômicos corretos para a expansão e a operação do sistema.

O Capítulo 8 apresenta as conclusões do estudo realizado.

2 OPERAÇÃO DE SISTEMAS TÉRMICOS

2.1 Introdução

Neste capítulo serão descritos a operação de mínimo custo de sistemas puramente térmicos e o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia – MAE. Em seguida, discutem-se o despacho baseado em ofertas de preço destes mesmos sistemas e as vantagens do esquema de pagamento *spot*, que essencialmente motivam a adoção deste tipo de despacho.

2.2 Despacho de Mínimo Custo

Para cada período, em geral horário, os geradores térmicos informam os seus custos operativos (\$/MWh) e suas capacidades de produção de energia (MWh) para um Operador Nacional do Sistema (ONS) que, com base nestas informações e numa previsão de demanda, executa o seguinte despacho de mínimo custo:

$$z = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^J c_j \times g_j \quad \text{Variável dual} \quad (2.1)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad \pi_d \quad (2.1a)$$

$$g_j \leq \bar{g}_j \quad \pi_{gj} \quad (2.1b)$$

$$j = 1, \dots, J$$

onde:

- z Custo de operação (\$) do sistema para todo o horizonte de planeamento;
- d Demanda do sistema (MWh);
- j Índice dos geradores (J é o número de geradores);
- c_j Custo unitário de produção do gerador j (\$/MWh);
- g_j Geração do gerador j (MWh);
- \bar{g}_j Capacidade máxima de produção do gerador j (MWh);
- π_d Variável dual associado à restrição de atendimento à demanda (\$/MWh);
- π_{g_j} Variável dual associado à restrição de capacidade máxima de produção (\$/MWh).

As restrições (2.1a) e (2.1b) representam respectivamente o atendimento à demanda do sistema e os limites de geração de cada usina.

O despacho operativo (2.1) é um problema de programação linear que, neste caso simples, pode ser resolvido ordenando os custos operativos incrementais¹ das usinas disponíveis no sistema da mais barata à mais cara e despachando-as até a demanda ser atendida. A última térmica despachada no sistema é conhecida como *gerador marginal*.

A Figura 2.1 ilustra o despacho de mínimo custo de quatro geradores G_1 , G_2 , G_3 e G_4 com os seus respectivos custos operativos ordenados do menor para o maior. Observa-se que os geradores G_1 e G_2 são completamente despachados enquanto o gerador G_3 é despachado parcialmente produzindo energia suficiente para atender a demanda d . Uma vez que a demanda do sistema esteja atendida, nenhum outro gerador é despachado e portanto, neste exemplo, G_4 não é despachado. O gerador G_3 corresponde então a última unidade do sistema a ser despachada e portanto é denominado o gerador marginal do sistema.

¹ Custo de produzir uma unidade adicional de energia.

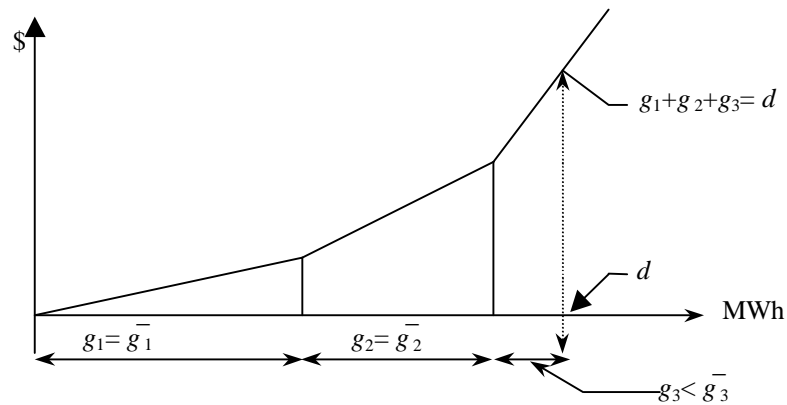


Figura 2.1 – Despacho Térmico por Custos

Dado que os geradores são despachados em ordem crescente, o custo operacional do sistema é representado por uma função convexa da energia gerada.

Sabe-se da teoria de programação linear que a variável dual associada a restrição de atendimento à demanda (2.1a) do problema de despacho térmico (2.1) representa a variação do custo operacional do sistema quando a demanda é acrescida de uma unidade, ou seja, o custo adicional que o sistema possui ao gerar 1 MWh de energia a mais. Matematicamente esta variação corresponde ao valor fornecido pela derivada do custo operacional z com respeito a uma variação na demanda d :

$$\frac{\partial z}{\partial d} = \pi_d$$

π_d é portanto o *custo marginal de curto prazo* (CMCP), ou preço *spot*, do sistema.

Dado que um aumento na demanda é compensado por um aumento na produção do gerador marginal j^* , pode-se observar pela Figura 2.1 que o custo de se produzir o próximo MWh corresponde ao custo do gerador G_3 , ou seja, ao custo do gerador marginal c_j^* do sistema:

$$\frac{\partial z}{\partial d} = \pi_d = c_j^*$$

Observe, entretanto, que caso o gerador G_3 já estivesse gerando a sua capacidade máxima então o próximo MWh do sistema seria atendido pelo próximo gerador com custo operativo imediatamente mais caro, ou seja, pelo gerador G_4 . Este gerador se tornaria então o gerador marginal do sistema e preço *spot* seria dado pelo seu custo unitário de produção.

2.3 Exemplo

Os conceitos até o momento apresentados serão ilustrados através de um exemplo de um despacho térmico com três geradores e duas demandas, para um período de uma hora, com as seguintes características:

Gerador	Potência Instalada (MW)	Custo Operativo (\$/MWh)
G_1	10	8
G_2	5	12
G_3	20	15

Tabela 2.1 - Características dos Geradores

Nome	Demanda (MW)
D_1	6
D_2	14

Tabela 2.2 - Demanda

O despacho ótimo do sistema é dado pelo despacho dos geradores na seguinte ordem:

$$G_1 = 10 \text{ MWh}$$

$$G_2 = 5 \text{ MWh}$$

$$G_3 = 5 \text{ MWh}$$

O gerador marginal neste exemplo é o G_3 e portanto o preço *spot* do sistema é dado pelo seu custo operativo, 15\$/MWh.

2.4 Remuneração no Mercado Atacadista de Energia (MAE)

Como visto no Capítulo 1, os geradores e demandas do sistema participam de um Mercado Atacadista de Energia onde é contabilizada a compra e venda de energia do sistema. A cada etapa os geradores recebem do MAE uma receita *spot* dada pelo produto de suas respectivas gerações (MWh) pelo preço *spot* (\$/MWh) do sistema. Por sua vez, cada demanda paga ao MAE uma quantia dada pelo produto de seu consumo (MWh) pelo mesmo preço *spot* do sistema.

Observe que a remuneração líquida *spot*, R_j , de cada gerador j em cada período, é fornecida pela diferença entre a sua remuneração *spot* bruta, $g_j * \pi_d$, e o seu custo de produção, $g_j * c_j$. Em outras palavras, a remuneração líquida de cada gerador corresponde a diferença entre o preço *spot* do sistema e o seu custo operativo, multiplicada pela sua geração:

$$R_j = (\pi_d - c_j) * g_j$$

As Tabelas 2.3 e 2.4 apresentam respectivamente o balanço do pagamento no MAE dos geradores e das demandas e as remunerações líquidas destes geradores para o exemplo apresentado na Seção 2.3:

Gerador	Geração e Demanda (MWh)	Remunerações e Pagamentos (\$)
G ₁	10	150
G ₂	5	75
G ₃	5	75
D ₁	-6	-90
D ₂	-14	-210
Total		0

Tabela 2.3 - Balanços no MAE

Gerador	Remunerações Spot (\$)	Custo da Operação (\$)	Remunerações Spot Líquidas (\$)
G ₁	150	-10*8	70
G ₂	75	-5*12	15
G ₃	75	-5*15	0

Tabela 2.4 – Remunerações Líquidas no MAE

Pela Tabela 2.3, observa-se que as remunerações dos geradores e os pagamentos da demanda somam zero. Em outras palavras, o balanço do MAE é puramente contábil, e não requer que o seu administrador tenha responsabilidades financeiras.

Uma vez que o valor do preço *spot* é dado pelo custo operativo do gerador marginal do sistema, a remuneração *spot* deste gerador marginal se iguala ao valor do seu custo de produção. Ou seja, a remuneração líquida de um gerador marginal é nula, como pode ser verificado pela Tabela 2.4.

2.5 Despacho de Ofertas

No problema de despacho (2.1), supõe-se que os custos operativos (\$/MWh) de cada gerador estejam *disponíveis* para o Operador do Sistema realizar o despacho de mínimo custo.

Com a privatização das unidades geradoras, avaliar o real custo de operação de um gerador térmico não constitui um trabalho simples, uma vez que o mesmo não mais pertence ao Estado e sim a agentes privados que podem portanto não informar o seu custo real de operação ao Operador do Sistema.

O custo de operação de uma usina térmica é composto, basicamente, por duas parcelas:

- a) custo fixo (\$) – custos inerentes ao investimento e manutenção da térmica;
- b) custo variável (\$/MWh) – custos que variam de acordo com a quantidade de energia gerada pela usina, representada basicamente pelo custo do combustível utilizado para a produção de energia (gás, carvão, nuclear,...).

Em termos de despacho do sistema, o custo operativo de uma usina térmica pode ser expresso em função apenas do custo variável, uma vez que o custo fixo corresponde a um valor constante. Este custo variável, por sua vez, é dado pelo produto entre o *custo do combustível* (\$/unidades de combustível) utilizado pela térmica e o valor do seu *consumo específico*² (unidades de combustível/MWh) também conhecido como *heat rate*.

A avaliação do custo de combustível pode envolver, entretanto, auditoria nos contratos de compra de combustível, que podem ser de vários tipos e prazos, com fornecedores distintos e quantidades variáveis. Há ainda os gastos com o transporte de combustível, os custos de partida das térmicas, entre outras despesas, que também contribuem para o aumento do custo unitário de geração. Todos estes empecilhos dificultam a determinação do custo unitário de produção de energia, tornando mais penosa a operação de mínimo custo do sistema por um órgão centralizado.

Para fugir das dificuldades inerentes ao modelo, alguns países, como a Colômbia e a Inglaterra [25], vêm adotando, em seus recentes processos de privatização, um modelo

² Quantidade de combustível necessária para produzir 1MWh de energia.

de *ofertas*, onde os geradores são livres para decidirem o preço pelo qual estão dispostos a vender a sua energia produzida.

Neste modelo, cuja estrutura se assemelha à de um leilão, cada gerador j , faz uma oferta λ_j (\$/MWh) por sua energia produzida e por sua capacidade disponível \bar{g}_j . O Operador do Sistema com base neste conjunto de ofertas e numa previsão de demanda, realiza então o despacho de mínimo custo do sistema para o período:

$$z = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^J \lambda_j \times g_j \quad \text{Variável dual} \quad (2.2)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad \pi_d \quad (2.2a)$$

$$g_j \leq \bar{g}_j \quad \pi_{gj} \quad (2.2b)$$

$$j = 1, \dots, J$$

onde:

- z Custo de operação (\$) do sistema para todo o horizonte de planejamento;
- d Demanda do sistema (MWh);
- j Índice dos geradores (J é o número de geradores);
- λ_j Oferta de preço do gerador j (\$/MWh);
- g_j Geração do gerador j (MWh);
- \bar{g}_j Capacidade máxima de produção do gerador j (MWh);
- π_d Variável dual associado à restrição de atendimento à demanda (\$/MWh);
- π_{gj} Variável dual associado à restrição de capacidade máxima de produção (\$/MWh).

Observa-se que o problema de despacho com base em um conjunto de ofertas de preço é semelhante ao problema de despacho de mínimo custo descrito pelo problema (2.1). O Operador do Sistema resolve este problema de forma análoga ao anterior, porém agora ordenando crescentemente as *ofertas de preço* dos geradores ao invés dos seus *custos*

operativos, e despachando as unidades geradoras até a demanda do sistema ser atendida. A oferta realizada pelo último gerador despachado determina o custo marginal do sistema ou preço *spot*.

A principal questão a respeito de um despacho baseado em ofertas em relação à um de mínimo custo se refere ao comportamento estratégico dos geradores no primeiro tipo de despacho, onde eles podem livremente ofertar seus preços. Isto será analisado a seguir em um caso determinístico.

2.5.1 Caso Determinístico

O objetivo de cada gerador é determinar um conjunto de preços λ_j , a serem ofertados no mercado, que maximize a sua remuneração líquida³ em cada etapa. Na hipótese de se ter um perfeito conhecimento sobre as ofertas e disponibilidades de todos os geradores, e sendo a demanda conhecida, é possível determinar por inspeção a oferta ótima para o preço da energia de um gerador j . Para analisar este caso determinístico, considere π_d , c_j e λ_j como sendo respectivamente o preço *spot* do sistema, o custo operativo e a oferta de preço do gerador j para um determinado período. As possíveis ofertas de preços e seus respectivos resultados são apresentadas na Tabela 2.5:

Preço Spot → Oferta ↓	$\pi_d < c_j$ (1)	$c_j < \pi_d < \lambda_j$ (2)	$\pi_d = \lambda_j$ (3)	$\lambda_j < \pi_d$ (4)
$\lambda_j = c_j$	Não é despachado; $R_j = 0$	Inteira- mente despachado; $R_j = (\pi_d - c_j) \times \bar{g}_j = 0$	Gerador marginal; $R_j = 0$	Inteira- mente despachado; $R_j = (\pi_d - c_j) \times \bar{g}_j$
$\lambda_j > c_j$	Não é despachado; $R_j = 0$	Não é despachado Quando poderia Ter sido; $R_j = 0$	Gerador marginal; $R_j = (\lambda_j - c_j) \times g_j$	Inteira- mente despachado; $R_j = (\pi_d - c_j) \times \bar{g}_j$

Tabela 2.5 – Estratégia de Oferta de Preço

³ Nesta formulação não está sendo considerada os pagamentos efetuados pela disponibilidade dos geradores.

A primeira coluna da Tabela 2.5 apresenta as possíveis estratégias de oferta de preço que podem ser efetuadas pelo gerador j . O preço ofertado por este gerador pode ser igual ou superior ao seu custo de operação⁴. As demais colunas descrevem a relação entre o custo marginal π_d do sistema e a oferta de preço λ_j do gerador, a situação de despacho do gerador e a sua remuneração líquida.

Observa-se que no primeiro cenário, onde o preço *spot* do sistema é menor que o custo de operação do gerador j , a usina não é despachada sob nenhuma hipótese de oferta de preço. No caso de um cenário em que o custo marginal do sistema se encontre entre o custo de operação e o preço ofertado, o gerador é despachado desde que ofereça um preço igual ao seu custo de produção. Nesta situação o gerador recebe uma receita que cobre os seus custos de produção (custos fixos e variáveis) ao contrário do retorno nulo que receberia se ofertasse um preço maior que o seu custo.

Suponha agora que o preço *spot* seja igual ao preço ofertado pelo gerador, a usina estaria despachada sob qualquer hipótese de oferta e seria, nestas condições, o gerador marginal do sistema. No entanto, o despacho só renderia um lucro líquido para o gerador caso a sua oferta de preço fosse maior que o seu custo de produção. Finalmente, em um cenário em que o preço *spot* excede a oferta realizada, ambas estratégias de ofertas levam a remunerações líquidas iguais.

Observa-se que se um gerador ofertar um preço muito acima do seu custo de produção, vislumbrando um retorno financeiro alto, estará correndo o risco de não ser despachado pois outros geradores com ofertas de preço mais baixas estarão substituindo-o. Portanto, o gerador deve realizar uma oferta de preço de forma a minimizar o *tradeoff* entre aumentar sua remuneração *spot* e arriscar-se a não ser despachado.

A competição pela geração entre os agentes participantes do mercado induz este gerador a ofertar o seu real custo operativo. O gerador estando despachado pelo Operador do Sistema, recebe uma renda *spot* do MAE que cobre os seus custos operativos e de

⁴ A menos de práticas de *dumping*, não há vantagens em ofertar preços menores que o custo operativo da usina.

investimento, caso não seja a unidade marginal, ou uma renda que apenas cobre os seus custos de produção, caso seja o gerador marginal.

Entretanto, a competição nem sempre é feita de forma perfeita, ou seja, alguns geradores possuem a capacidade de controlar o preço do sistema, como é o caso dos geradores marginais. Como visto na Tabela 2.5, a estratégia de oferta ótima destes geradores é ofertar o maior valor possível sem realizar uma oferta que exceda a oferta do gerador imediatamente mais caro. O comportamento estratégico deste gerador eleva o custo marginal do sistema e conseqüentemente aumenta o seu lucro resultante da venda de sua energia no mercado *spot*. Quando um participante do mercado se comporta estrategicamente desta forma diz-se que este gerador está exercendo *poder de mercado*.

Um aspecto crucial num esquema de despacho por ofertas é a presença de um Agente Regulador do Sistema, que deve evitar preços *spot* abusivos, em função do poder de mercado exercido por um ou mais agentes.

Muitos trabalhos têm sido escritos nos últimos anos sobre os riscos de manipulação de mercado no setor de geração de energia elétrica. A preocupação com a manipulação de mercado, e o número de estudos feitos na área aumentou consideravelmente com o *boom* dos processos de privatização / reestruturação. Os principais mercados analisados e sobre os quais se encontra maior literatura no assunto são os da Califórnia e o mercado inglês.

Green & Newbery [14] demonstram preocupação com o risco de ocorrência de manipulação de mercado em mercados já reestruturados. Eles simularam o mecanismo de ofertas no mercado inglês e concluíram que com apenas dois competidores (Powergen e National Power), não haveria possibilidade de o mercado da Inglaterra ser competitivo. Concluíram também que o mercado teria competição quase perfeita se a capacidade de geração total da Inglaterra fosse dividida em 5 empresas de mesma capacidade.

Kelman em [20] faz uma análise do problema de manipulação de mercado em sistemas térmicos baseado em equilíbrio de Nash-Bertrand.

Weiss [40] procura mostrar que pulverizar a capacidade de geração em um número maior de empresas pode não resolver o problema de manipulação de mercado. O autor comenta que mercados em que tanto os fornecedores (produtores de energia) como os consumidores (demanda) são capazes de fazer ofertas pela energia elétrica⁵ (mercados *bilaterais*) os riscos de manipulação de mercado são muito menores que em mercados unilaterais, ou seja, em que só os produtores façam ofertas.

Wolak e Patrick [41] usaram dados do mercado *spot* inglês e galês de eletricidade e analisaram que a manipulação de mercado pode ser feita de outras maneiras que não pela oferta de preços altos. Os autores observaram indícios de que as empresas geradoras manipulam as suas capacidades (que são declaradas) de forma a maximizar sua remuneração *spot* e os pagamentos por capacidade.

2.6 Vantagens de um Esquema de Pagamento Spot

Um dos aspectos conceitualmente atraentes do esquema de pagamento *spot* é que, havendo competição perfeita, ele produz sinais econômicos eficientes [35, 33] para a expansão do sistema⁶. Isto é, se o sistema está otimamente dimensionado, a remuneração *spot* se iguala aos custos de investimento mais as despesas operacionais.

Além disso, mostra-se em [20] que a configuração ótima que resulta de um esquema de planejamento centralizado, cujo objetivo é minimizar os custos, é igual à configuração obtida em um esquema de livre competição, onde o objetivo é maximizar o lucro. Ou seja, o planejamento da operação descentralizada converge para a de mínimo custo desde que haja competição perfeita pela venda de energia entre as empresas geradoras.

⁵ Uma oferta é caracterizada pelo par {quantidade de energia demandada / gerada (MWh) ; preço a ser pago / vendido por esta energia (\$/MWh)}

⁶ Isto se aplica bem a sistemas térmicos. Será visto no capítulo 4 que o mesmo não ocorre para sistemas hidrotérmicos quando existem duas ou mais empresas proprietárias de usinas instaladas em uma mesma bacia hidrográfica.

A existência de competição entre as unidades geradoras, induzindo as mesmas a ofertarem os seus reais custos de produção, foi a suposição básica que influenciou países como a Inglaterra [25], a Colômbia e a Noruega a adotarem um despacho descentralizado, permitindo que os geradores destes países pudessem decidir livremente quanto produzir de energia.

3 OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS - DESPACHO DE MÍNIMO CUSTO

3.1 Introdução

Neste capítulo será descrito o problema da operação ótima de mínimo custo de sistemas hidrotérmicos. A formulação deste problema de otimização e o algoritmo de programação dinâmica estocástica utilizado neste trabalho para resolvê-lo serão apresentados nas próximas seções.

3.2 Dependência Temporal

Como visto no capítulo anterior, o custo operativo de um sistema composto por fontes de geração térmica depende basicamente dos custos de combustíveis das usinas térmicas. Esta característica torna o problema de despacho de sistemas puramente térmicos *desacoplado no tempo*, ou seja, a decisão operativa de um dado estágio não afeta os custos de operação no estágio seguinte, uma vez que o combustível utilizado para a produção de energia pode ser facilmente repostado com a compra de mais combustível para o atendimento da próxima demanda.

Entretanto, em sistemas com um substancial componente de geração *hidroelétrica*, a energia “grátis” armazenada nos reservatórios do sistema pode ser utilizada para atender à demanda do sistema, evitando desta maneira gastos de combustível com as unidades térmicas. Além disso, a capacidade de armazenamento dos reservatórios permite o sistema transferir energia entre os estágios de sua operação, o que introduz um *acoplamento* entre a decisão operativa de um estágio qualquer e as futuras conseqüências desta decisão. Esta situação é ilustrada pela Figura 3.1:

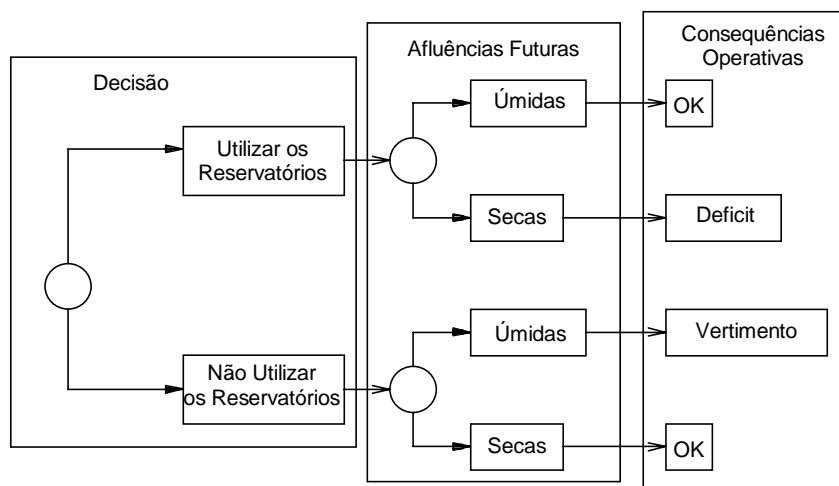


Figura 3.1 - Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos

Observe que, se fizermos uso hoje das reservas de energia hidro, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, e uma seca ocorrer no futuro, o sistema poderá ter que acionar unidades térmicas mais caras para atender à demanda, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia. Se, por outro lado, preservamos as reservas de energia hidro através de um uso mais intenso de geração térmica, e as afluições futuras forem elevadas, poderá haver um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representaria um desperdício de energia e, conseqüentemente, um aumento no custo operativo.

Portanto a solução ótima desejada corresponde ao ponto de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada do custo dos combustíveis das usinas térmicas e de penalidades de racionamento futuros.

Em contraste com os sistemas térmicos, cuja operação é *desacoplada* no tempo, a operação de sistemas hidroelétricos é *acoplada* no tempo, isto é, uma decisão operativa hoje afeta os custos operativos do sistema no futuro.

3.3 Formulação do Problema

O problema estocástico da operação de sistemas hidrotérmicos será formulado a seguir para uma usina hidroelétrica considerando três estágios de operação e dois possíveis cenários de aflúências com probabilidades distintas de ocorrência a cada etapa como ilustra a Figura 3.2:

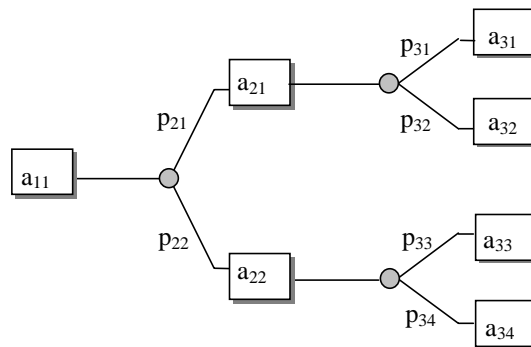


Figura 3.2 – Árvore de Cenários de Hidrologia

onde:

a_{ts} aflúência do estágio t e cenário de aflúência s (m^3/s);

p_{ts} probabilidade condicionada do cenário de aflúência s na etapa t ;

O objetivo deste sistema consiste em determinar uma estratégia de operação que minimize o valor esperado dos custos operativos ao longo de todos os possíveis futuros cenários hidrológicos:

$$z = \text{Min } c_1(u_{11}) + p_{21} [c_2(u_{21}) + p_{31} c_3(u_{31}) + p_{32} c_3(u_{32})] + p_{22} [c_2(u_{22}) + p_{33} c_3(u_{33}) + p_{34} c_3(u_{34})] \quad (3.1)$$

sujeito às seguintes restrições:

a) balanço hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$

$$v_{31} = v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21}$$

$$v_{41} = v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31}$$

$$v_{42} = v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32}$$

$$v_{32} = v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22}$$

$$v_{43} = v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33}$$

$$v_{44} = v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}$$

b) limite de armazenamento e turbinamento

$$v_{t+1,s} \leq \bar{v}$$

$$u_{ts} \leq \bar{u}$$

para todos os estágios t e para todos os cenários s de hidrologias

onde:

- z Custo de operação (\$) total para os três estágios de operação;
- u_{ts} Decisão de turbinamento para o estágio t e cenário s de afluência;
- $c_t(u_{ts})$ Custo de geração térmica para o estágio t associado ao turbinamento deste estágio a ao cenário de afluência s (\$);
- $v_{t+1,s}$ Nível de armazenamento final no estágio t e cenário de afluência s ;
- s_{ts} Volume vertido no estágio t e cenário de afluência s ;
- \bar{u} Limite máximo de turbinamento;
- \bar{v} Limite máximo de armazenamento.

A função térmica $c_t(u_{ts})$ está implicitamente representada pela solução do seguinte problema de Programação Linear:

$$c_t(u_{ts}) = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} \quad (3.2)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J g_{tj} = d_t - \rho u_{ts} \quad (3.2a)$$

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (3.2b)$$

onde:

- j Índice das usinas térmicas (J é o número de térmicas);
- c_j Custo operativo unitário da térmica j (\$);
- g_{tj} Geração da térmica j no estágio t ;
- d_t Demanda do estágio t ;
- ρ Coeficiente de produção da usina hidroelétrica;
- \bar{g}_j Limite máximo de geração da térmica j .

O problema (3.1) formulado pode ser resolvido por algoritmos de Programação Linear. No entanto, o problema real envolve inúmeras usinas hidroelétricas e, muitas vezes, o horizonte de planeamento é constituído de vários anos. Devido ao crescimento exponencial [30] dos ramos de aflúências com o tempo, o resultado deste problema de otimização estocástica torna-se computacionalmente inviável. Isto motivou o desenvolvimento de uma solução aproximada baseada em uma formulação por *estágio* e *estado* do sistema, como será descrito nas próximas seções.

3.4 Custo Imediato e Custo Futuro

Como visto na Figura 3.1, o Operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício *imediato* do uso da água hoje com o benefício *futuro* de seu armazenamento. Este benefício é medido em termos da economia de uso de combustíveis das térmicas ao longo do horizonte de planeamento. Os benefícios imediato e futuro são representados respectivamente pelas funções FCI e FCF ilustradas na Figura 3.3:

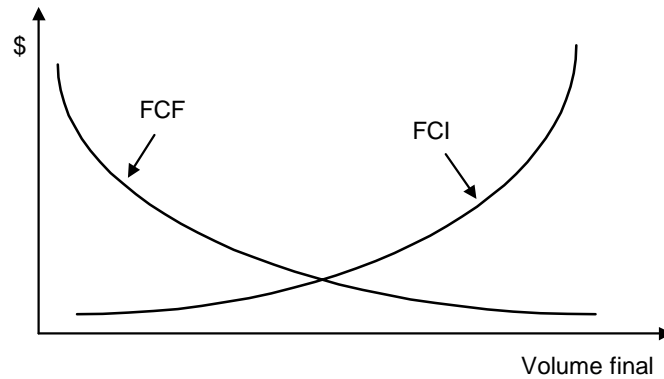


Figura 3.3 - Custos Imediato e Futuro × Armazenamento

A *função de custo imediato* - FCI - mede os custos de geração térmica no estágio t . Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hidro disponível no estágio, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado final.

Por sua vez, a *função de custo futuro* - FCF - está associada ao custo *esperado* de geração térmica e racionamento do *final* do estágio t (início de $t+1$) até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidro disponível no futuro.

Em termos conceituais, a curva de FCF seria calculada através de *simulações operativas* do sistema para cada nível de armazenamento no final da etapa t . Como ilustrado na Figura 3.4, as simulações são realizadas de maneira *probabilística*, isto é, usando um grande número de cenários hidrológicos. Isto é devido à *variabilidade* das vazões afluentes aos reservatórios, que flutuam a nível sazonal, anual e regional.

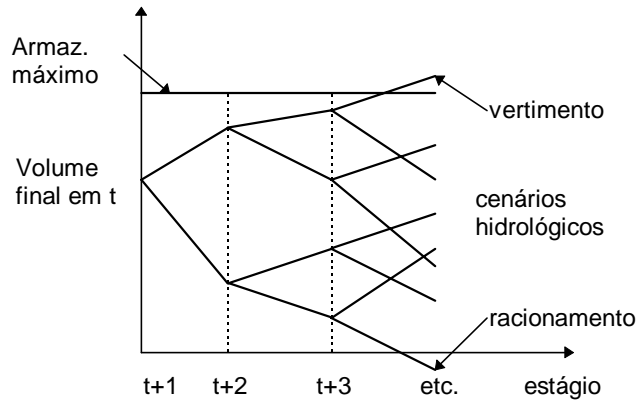


Figura 3.4 - Cálculo da FCF

Na prática, as funções de custo futuro são calculadas utilizando a técnica de *Programação Dinâmica Estocástica* (PDE), um procedimento recursivo que será descrito posteriormente.

3.5 Valor da Água

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado na Figura 3.5, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento se igualam. Estas derivadas são conhecidas como *valores da água*.

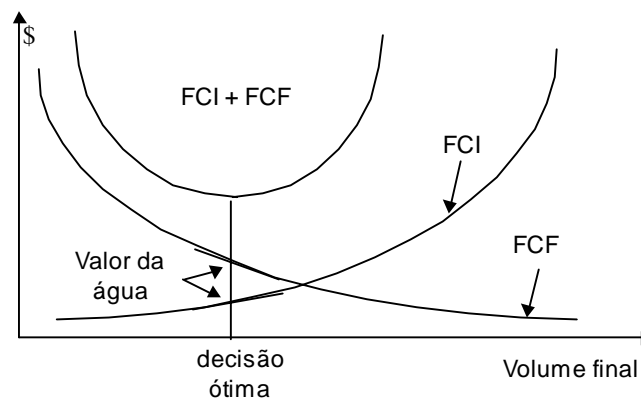


Figura 3.5 - Uso Ótimo da Água

Pode-se observar que, ao contrário do caso térmico onde as usinas têm um custo operativo *direto*, as usinas hidroelétrica têm um *valor indireto*, associado à *oportunidade* de economizar combustível deslocando uma térmica hoje ou no futuro. O uso ótimo da água é obtido quando se equilibram os valores imediato e futuro da água.

3.6 Estratégia de Solução

O objetivo básico do planejamento da operação de mínimo custo é assegurar, de maneira econômica e confiável, o fornecimento da carga prevista ao longo do período de planejamento. O objetivo econômico consiste em minimizar os custos com os combustíveis utilizados pelas usinas térmicas enquanto o objetivo de confiabilidade do sistema consiste em evitar as interrupções no fornecimento, incluindo aquelas devidas à falhas nas unidades geradoras ou simplesmente devido ao esgotamento dos estoques de energia hidroelétrica nos reservatórios.

A política operativa mais econômica consiste em não utilizar geração térmica. Entretanto, esta política também é a menos confiável, por conduzir a riscos de racionamento de energia mais altos. Por outro lado, a política que maximiza a segurança do fornecimento de energia corresponde ao uso máximo da geração térmica, mantendo assim os níveis dos reservatórios os mais elevados possíveis. Entretanto, esta política é obviamente a mais cara. A Figura 3.6 ilustra esta interdependência entre a economia e a confiabilidade.

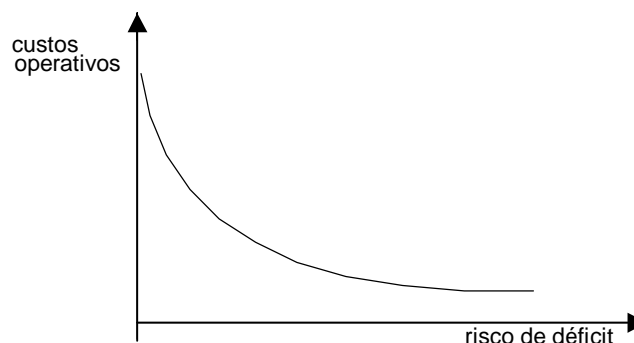


Figura 3.6 - Custo Operativo x Risco de Déficit

Para determinarmos uma política operativa ótima, torna-se necessário estabelecer um *tradeoff* entre os dois objetivos: utilizar os estoques “grátis” de energia hidráulica ou economizá-los para uma futura geração de energia. Por não ser possível o conhecimento prévio das futuras vazões afluentes e demandas, este *tradeoff* só pode ser expresso em termos probabilísticos.

Em lugar de um *cronograma* de geração para cada usina do sistema, ou seja, uma seqüência de decisões operativas, é necessário calcular uma *estratégia* de operação - uma decisão para cada possível estado do sistema em cada etapa. Geralmente, os estados do sistema devem incluir todos os valores que afetariam os custos futuros da operação. Neste caso, pelo menos dois tipos de variáveis de estado devem ser representadas: o nível de armazenamento, já discutido anteriormente, e a “tendência hidrológica” no sistema.

Devido à característica de retenção / esvaziamento da água nos aquíferos subterrâneos, as afluições em etapas sucessivas são estatisticamente correlacionadas. Assim sendo, as afluições observadas em etapas anteriores são bons indicadores da tendência hidrológica futura. Em outras palavras, se os volumes afluídos em etapas anteriores recentes estão acima da média, as afluições futuras próximas também tenderão a ser maiores que a média.

A estratégia que minimiza os custos é usualmente calculada por um esquema de Programação Dinâmica Estocástica [19] que será descrito posteriormente e cuja idéia básica consiste em subdividir o problema em um conjunto de problemas menores e resolvê-los de maneira recursiva. O resultado final do algoritmo de PDE é uma tabela com *custos marginais para a geração hidráulica*, que indica a variação dos custos operativos futuros com um acréscimo de 1 MWh hoje na geração hidráulica.

Uma vez de posse da tabela de custos marginais, a operação de sistemas hidrotérmicos é imediata:

- (a) dado o armazenamento do reservatório no início do mês e a afluência do mês anterior - dados de entradas para a tabela - ler o custo marginal de geração hidráulica correspondente;
- (b) carregar as unidades geradoras (hidráulicas e térmicas) pela ordem crescente do custo operativo, até a demanda ser satisfeita.

3.7 Formulação do Problema de um Estágio e um Estado

A seguir será formulado e analisado o problema de despacho de mínimo custo de sistemas hidrotérmicos considerando um modelo *stage-state*.

Ao contrário do despacho térmico, cuja solução ótima podia ser obtida por inspeção, o despacho hidrotérmico de mínimo custo requer a solução do seguinte problema de otimização:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j \times g_{tj} + \text{FCF}(v_{t+1}) \quad (3.3)$$

sujeito às seguintes restrições operativas:

- Balanço hídrico
- Limites de armazenamento e turbinamento
- Limites na geração térmica
- Atendimento à demanda

A seguir serão apresentados e discutidos cada restrição do problema (3.3).

3.7.1 Função Objetivo

Como discutido na seção 3.5, o uso ótimo da água é obtido quando se equilibram os valores de custo imediato e futuro da água:

- *custo operativo imediato* - dado pelos custos térmicos $\{c_j \times g_{tj}\}$ no estágio t . O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de déficit;
- *valor esperado do custo operativo futuro* - dado pela função de custo futuro $FCF(v_{t+1})$. Também como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor v_{t+1} . Informa o valor esperado do custo operativo da etapa $t+1$ até o final do período do estudo.

3.7.2 Balanço Hídrico

Como ilustrado na Figura 3.7, a equação de balanço hídrico relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final no estágio t (início do estágio $t+1$) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (vazões laterais mais os volumes de saída das usinas a montante).

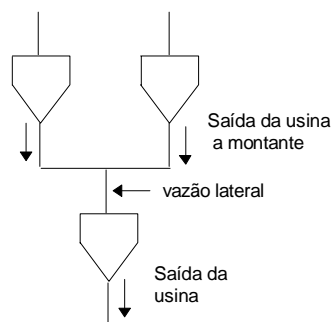


Figura 3.7 - Balanço hídrico

Em termos do problema de despacho (3.3), o balanço hídrico é formulado como:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (3.3a)$$

onde:

i	Indexa as usinas hidroelétrica (I número de usinas);
$v_{t+1}(i)$	Armazenamento final da usina i no estágio t (variável de decisão);
$v_t(i)$	Armazenamento inicial da usina i no estágio t (valor conhecido);
$a_t(i)$	Afluência lateral à usina i no estágio t (valor conhecido);
$u_t(i)$	Volume turbinado no estágio t pela usina i (variável de decisão);
$s_t(i)$	Volume vertido no estágio t pela usina i (variável de decisão);
$U(i)$	Conjunto de usinas a montante de i .

1.1.3 Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (3.3b)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (3.3c)$$

onde $\bar{v}(i)$ e $\bar{u}(i)$ são respectivamente os limites de armazenamento e turbinamento da usina hidroelétrica i .

3.7.4 Limites na Geração Térmica

Estes limites são os mesmos do despacho térmico (2.1):

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (3.3d)$$

3.7.5 Atendimento à Demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_{tj} = d_t \quad (3.3e)$$

onde $\rho(i)$ é um valor conhecido que corresponde ao *coeficiente de produção* da usina i (MW/m³/s).

3.8 Cálculo do Despacho Ótimo e dos Preços Spot

O problema (3.3) é resolvido através de um algoritmo de Programação Linear. Além da decisão operativa ótima, o problema (3.3) produz os multiplicadores simplex, ou variáveis duais, associados a cada restrição. Desta forma, o *preço spot* do sistema π_{dt} é dado pela variável dual associada à restrição de atendimento à demanda (3.3e) e o *valor da água* π_{ht} é dado pela variável dual associada à equação de balanço hídrico (3.3a).

3.9 Exemplo

A aplicação dos conceitos até o momento apresentados será ilustrada através de um exemplo com três geradores térmicos (os mesmos do capítulo anterior especificados na Tabela 2.1) e uma usina hidroelétrica, H_1 . As características físicas da usina hidroelétrica (capacidade instalada, limite de armazenamento, coeficiente de produção etc.) e os parâmetros específicos do estágio (volume inicial, vazão afluente) estão descritos na Tabela 3.1.

Nome	Potência Instalada (MW)	Armaz. Máximo ($10^3 m^3$)	Coef. de Produção ($MWh/10^3 m^3$)	Turb. Máximo ($10^3 m^3/h$)	Volume Inicial ($10^3 m^3$)	Vazão Afluente ($10^3 m^3/h$)
H_1	30	100	2	15	30	5

Tabela 3.1 - Características da Usina Hidroelétrica

A função de custo futuro é representada pela função linear $FCF(v_{t+1}) = -28v_{t+1} + 4000$, ilustrada na Figura 3.8.

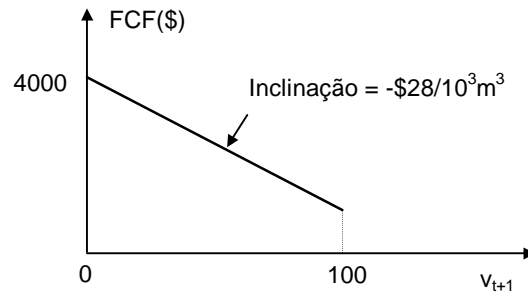


Figura 3.8 - função de custo futuro

Finalmente, as Tabelas 3.2 e 3.3 apresentam as características das unidades térmicas e das demandas.

Nome	Potência Instalada (MW)	Custo Operativo (\$/MWh)
T ₁	10	8
T ₂	5	12
T ₃	20	15

Tabela 3.2 – Usinas Térmicas

Nome	Demanda (MW)
D ₁	6
D ₂	14

Tabela 3.3 – Demandas

Substituindo os valores no problema (3.3), chega-se à formulação final:

$$\text{Min } 8 \times g_{t1} + 12 \times g_{t2} + 15 \times g_{t3} - 28 \times v_{t+1}(1) + 4000 \quad (3.3)$$

sujeito à

Variável Dual

$$v_{t+1} + u_t + s_t = 30 + 5 \quad \pi_{ht} \quad (3.3a)$$

$$v_{t+1} \leq 100 \quad (3.3b)$$

$$u_t \leq 15 \quad (3.3c)$$

$$g_{t1} \leq 10$$

$$g_{t2} \leq 5$$

$$g_{t3} \leq 20$$

$$\sum_{j=1}^3 g_{jt} + 2 \times u_t = 14 + 6 \quad \pi_{dt} \quad (3.3d)$$

Para obter o despacho ótimo, é necessário comparar o *custo direto* das térmicas com o *custo de oportunidade* da usina hidroelétrica. Da função de custo futuro, sabemos que esvaziar $10^3 m^3$ do reservatório penaliza em \$28 a operação futura do sistema. Por outro lado, com este mesmo volume podemos gerar $\rho \times 1 = 2$ MWh no estágio. Portanto, só vale a pena utilizar a energia hidro se as alternativas térmicas custarem mais que $28/2 = \$14/\text{MWh}$. Isto significa que a ordem de entrada das unidades, neste exemplo, será (T_1, T_2, H_1, T_3) . O despacho ótimo é apresentado na Tabela 3.4:

Unidade	Custo (\$/MWh)	Geração (MWh)
T ₁	8	10
T ₂	12	5
H ₁	14	5
T ₃	15	0

Tabela 3.4 - Despacho Ótimo - Sistema Hidrotérmico

O gerador marginal neste caso é a hidroelétrica H₁. Portanto, o preço *spot* do sistema é \$14/MWh. Naturalmente, a solução do problema em casos reais é mais complexa, devido às restrições hídricas e à variação não linear do custo futuro com o armazenamento final.

Finalmente, observa-se que, ao contrário do caso térmico, onde o preço *spot* sempre corresponde ao da térmica mais cara despachada, em sistemas hidrotérmicos ele também pode corresponder ao custo de oportunidade de uma unidade hidroelétrica.

3.10 Programação Dinâmica Estocástica

As decisões operativas de um sistema hidrotérmico se baseiam no equilíbrio entre o custo de oportunidade de hoje e o seu valor esperado futuro representado pela Função de Custo Futuro – FCF. Esta função é calculada através de um procedimento recursivo de Programação Dinâmica Estocástica que será apresentado a seguir:

- a) para cada estágio t (tipicamente um mês ou uma semana) define-se um conjunto de possíveis *estados do sistema*, por exemplo, níveis de armazenamento 100%, 90%, etc. até 0%. A Figura 3.9 ilustra a definição dos estados para um reservatório. Supõe-se conhecido o armazenamento inicial no primeiro estágio.

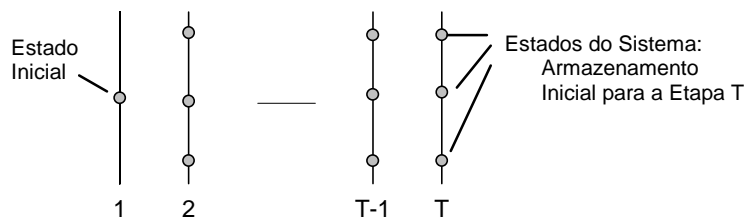


Figura 3.9 - Definição dos Estados do Sistema

- b) o processo inicia-se pelo *último* estágio, T , resolvendo-se o problema de despacho de um estágio (3.3) para cada *estado* do sistema, isto é, para cada nível de armazenamento definido no passo (a). Por se tratar do último estágio, supõe-se que a FCF seja nula. A cada estado de armazenamento resolve-se o problema (3.3) para cada um dos N cenários de vazões para o estágio T . O esquema é ilustrado na Figura 3.10.

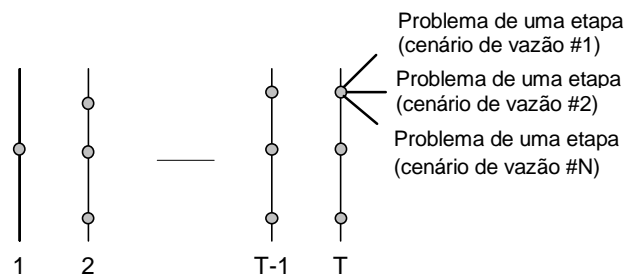


Figura 3.10 - Cálculo da Decisão Ótima para cada Cenário de Vazão

- c) Calcular o valor esperado do custo operativo associado ao primeiro nível, 100% por exemplo, como sendo a média dos custos dos N subproblemas resolvidos para este nível nesta etapa. Com isto obtém-se o primeiro ponto da FCF para a etapa $T-1$, isto é, $\alpha_T(v_T)$. Repetir o cálculo do valor esperado dos custos operativos para os demais estados do estágio T . Interpolar os custos para pontos intermediários (entre dois estados) e produzir a FCF $\alpha_T(v_T)$ para a etapa $T-1$, como ilustra a Figura 3.11.

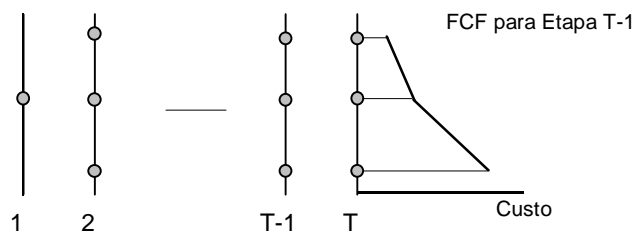


Figura 3.11 - Cálculo da FCF para a Etapa T-1

- d) Repetir o processo para todos os estados de armazenamento definidos para as etapas $T-1$, $T-2$..., 2 , como ilustra a Figura 3.12. Observe que o objetivo agora é minimizar o custo operativo imediato da etapa $T-1$ mais o valor esperado do custo futuro, dado pela função linear por partes calculada no passo anterior.

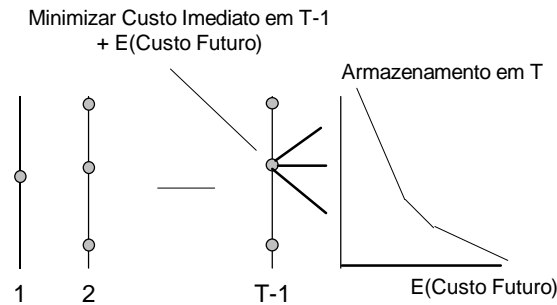


Figura 3.12 - Cálculo do Custo Operativo para a Etapa T-1 e da FCF para T-2

O resultado final do procedimento recursivo de PDE descrito acima é um conjunto de *funções de custos futuros*, $FCFs(\alpha_{t+1}(v_{t+1}))$, para todas as etapas $t = 2, \dots, T$. Como mencionado anteriormente, o cálculo desta função requer a representação da operação conjunta do sistema, com o conhecimento completo dos estados de armazenamento de todas as usinas do sistema; como conseqüência, o valor da água de uma usina hidroelétrica é uma função não-separável do estado das demais usinas hidroelétricas do sistema.

3.11 Limitações da Programação Dinâmica Estocástica

A implementação da técnica de Programação Dinâmica Estocástica é direta e vem sendo usada há vários anos por países com sistemas hidrotérmicos [19, 9]. Entretanto, nota-se que a estratégia operativa tem que ser calculada para *todas* as combinações de possíveis estados de armazenamento dos reservatórios e de tendências hidrológicas.

Como conseqüência, o problema rapidamente se torna inviável sob o ponto de vista computacional. Para um conjunto, por exemplo, de N reservatórios com M valores para representar a variação dos volumes armazenados em cada reservatório e outros M valores para representar as vazões afluentes que chegam, existiriam M^{2N} possíveis combinações para os estados de armazenamento e tendências hidrológicas.

Devido ao crescimento exponencial do esforço computacional com o número de variáveis de estado, outras técnicas vem sendo adotadas para resolver o problema. Davis em [9] sugere que se agregue os reservatórios do sistema em um único que represente a capacidade de produção do sistema.

Uma abordagem utilizada para “driblar” o problema da maldição da dimensionalidade da PDE é o emprego da *Programação Dinâmica Estocástica Dual* (PDED) [31, 34, 36]. Este método vem sendo utilizado em diversos países da América do Sul e Central, além dos EUA, Nova Zelândia, Espanha e Noruega. A PDED se baseia no fato da FCF poder ser representada por uma função linear por partes construída através do método de Decomposição de Benders

4 PROBLEMA DA CASCATA

4.1 Introdução

A implementação do esquema de pagamento *spot* em sistemas hidrotérmicos não deveria apresentar dificuldades conceituais: uma vez calculado o despacho ótimo do sistema, o balanço de pagamento no MAE seria idêntico ao do esquema térmico, apresentado no capítulo 2.

Entretanto, será mostrado a seguir que o mecanismo de remuneração *spot* só fornece sinais econômicos corretos quando as usinas hidroelétricas estão instaladas em bacias isoladas (sem haver vínculos hidráulicos com outras usinas) ou quando todas as hidroelétricas de uma mesma cascata pertencem a um único agente de mercado.

4.2 Distorção do Mercado Spot

A Figura 4.1 mostra um sistema composto de um reservatório “puro”, isto é, sem geração associada, que está a montante de duas usinas a fio d’água⁷. Este reservatório é obviamente benéfico para o sistema, pois regula a vazão afluente às usinas e, portanto, aumenta sua capacidade de produção firme de energia. Entretanto, dado que o esquema *spot* remunera somente a *energia* gerada, o reservatório a montante não receberia nenhum pagamento do MAE, enquanto as usinas a jusante ficariam com toda a renda. Isto indica que existe uma *distorção* na alocação dos benefícios econômicos aos agentes.

⁷ Usinas hidroelétricas sem capacidade de armazenamento

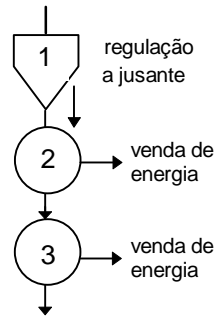


Figura 4.1 – Conjunto Reservatório “puro” e Usinas a Fio D’água

Parte da remuneração *spot* recebida pelas usinas se deve à água armazenada no reservatório a montante que foi transferida para as usinas a jusante produzirem energia. É importante observar que esta distorção ocorre mesmo nos casos em que o reservatório tenha capacidade de turbinamento, ou seja, estamos discutindo um efeito *geral* para as usinas em cascata, não um caso particular para reservatórios sem máquina.

A distorção identificada acima ocorre porque num sistema hidroelétrico existem dois bens econômicos sendo comercializados:

- (a) *energia elétrica* - produzida pelos conjuntos *turbina / gerador* das usinas hidroelétricas;
- (b) *água* – armazenada / defluída pelos *reservatórios* das mesmas.

Em outras palavras, o reservatório é um agente econômico que compra água nos períodos úmidos, quando a mesma está barata, e a armazena até que ocorra um período seco, quando seu preço está mais elevado. Por sua vez, o conjunto turbina / gerador é um agente econômico que compra água do sistema e a transforma em energia para venda no MAE.

Observa-se que esta distorção não é relevante se todas as usinas hidroelétricas localizadas em uma mesma cascata pertencerem ao mesmo agente, pois a renda total (soma dos pagamentos *spot* a todas as usinas da cascata) continua correta. Entretanto, há muitos países onde isto não ocorre, tais como Colômbia, Chile, Espanha e Brasil. No

sistema brasileiro, por exemplo, há casos com seis empresas compartilhando usinas numa mesma cascata. Por sua vez, na Colômbia há processos judiciais para o reconhecimento dos benefícios da regulação do reservatório de Guatapé para a usina San Carlos, ambos pertencentes respectivamente à Empresa Pública de Medellín e a empresa ISAGEN.

Esta distorção econômica, além de afetar a remuneração *spot* dos agentes, causa danos também à expansão do sistema. Observe que este esquema de pagamento não proporciona incentivo para grupos privados investirem em construção de novas usinas de “cabeceira” com grande poder de regularização, uma vez que esta regularização não é compensada financeiramente pelo esquema marginalista adotado.

No próximo capítulo, será introduzido o Mercado Atacadista de Água (MAA), um mercado com finalidades e atribuições semelhantes ao já existente Mercado Atacadista de Energia para a comercialização da água do sistema entre os agentes.

5 MERCADO ATACADISTA DE ÁGUA

5.1 Introdução

A distorção econômica observada no capítulo anterior pode ser corrigida através da criação de um Mercado Atacadista de Água (MAA), que possui, com relação à compra e venda deste recurso (água) uma função análoga à do MAE para a comercialização de energia.

5.2 Problema de Despacho Hidrotérmico

Os fundamentos básicos do MAA serão ilustrados através do despacho hidrotérmico, de uma etapa, de um sistema composto por duas usinas a fio d'água e um reservatório puro, com a mesma topologia apresentada na Figura 4.1:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j \times g_{tj} + \text{FCF}(v_{t+1}) \quad \text{Variável Dual} \quad (5.1)$$

sujeito à:

$$v_{t+1}(1) = v_t(1) + a_t(1) - s_t(1) \quad \pi_{ht}(1) \quad (5.1a)$$

$$u_t(2) = a_t(2) + s_t(1) \quad \pi_{ht}(2) \quad (5.1b)$$

$$u_t(3) = a_t(3) + u_t(2) \quad \pi_{ht}(3) \quad (5.1c)$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (5.1d)$$

$$\sum_{j=1}^J g_{tj} + \rho_2 u_t(2) + \rho_3 u_t(3) = d_t \quad \pi_{dt} \quad (5.1e)$$

onde:

z	Custo de operação para todo o período de operação (\$);
t	Índice dos estágios de operação;
j	Índice das térmicas (J é o número de térmicas);
g_{tj}	Geração da térmica j no estágio t ;
c_j	Custo unitário de operação da térmica j ;
d_t	Demanda no estágio t ;
$v_{t+1}(1)$	Volume final do reservatório no estágio t (variável de decisão) ;
$v_t(1)$	Volume inicial do reservatório no estágio t (valor conhecido) ;
$a_t(i)$	Afluência lateral à planta ⁸ i no estágio t (valor conhecido) ;
$u_t(i)$	Volume turbinado pela usina i no estágio t (variável de decisão) ;
$s_t(i)$	Volume vertido pela planta i no estágio t (variável de decisão) ;
$FCF(v_{t+1})$	Função de custo futuro para o estágio t ;
ρ_i	Coefficiente de produção da usina hidroelétrica i ;
\bar{v}	Limite máximo de armazenamento do reservatório.

As equações (5.1a)-(c) representam os balanços hídricos para o reservatório e para as usinas a fio d'água, respectivamente. Por facilidade de notação, não se está representando o volume turbinado do reservatório, pois se supõe que o mesmo não tem capacidade instalada. Também não se representa o volume vertido das usinas a fio d'água, pois se supõe que não há limites na sua capacidade de turbinamento.

Os multiplicadores de Lagrange $\{\pi_{ht}(i)\}$ associados às equações de balanço hídrico representam o *valor da água* em cada lugar, isto é, o benefício operativo resultante de 1 m^3 adicional de afluência lateral na usina i . Por sua vez, as restrições (5.1d) e (5.1e) representam respectivamente o limite de armazenamento do reservatório e o atendimento à demanda do sistema. O preço *spot* de energia é dado pelo multiplicador simplex π_{dt} associado à restrição de atendimento à demanda (5.1e).

⁸ Usina hidroelétrica ou reservatório puro

5.3 Remuneração Spot dos Geradores

A remuneração *spot* das usinas a fio d'água é igual ao produto entre a sua produção de energia (resultante do produto entre o turbinamento e coeficiente de produção) e o preço *spot* do sistema π_{dt} :

$$R_t(2) = \pi_{dt} \times \rho_2 \times u_t(2) \quad (5.2)$$

$$R_t(3) = \pi_{dt} \times \rho_3 \times u_t(3)$$

onde $R_t(i)$ é a remuneração da usina i no estágio t . Como discutido anteriormente, parte desta remuneração se deve ao efeito do reservatório, que não está reconhecido. A seguir, se representa este efeito de maneira explícita.

5.4 Efeito do Reservatório

Rescrevendo (5.1a) em termos de seus volumes de saída, tem-se:

$$s_t(1) = a_t(1) + \Delta v_t \quad (5.3)$$

onde $\Delta v_t = v_t(1) - v_{t+1}(1)$ representa a *variação* do armazenamento no estágio t .

Substituindo (5.3) na equação de balanço da segunda usina (5.1b), obtém-se:

$$u_t(2) = q_t(2) + \Delta v_t \quad (5.4)$$

onde $q_t(2) = a_t(1) + a_t(2)$ é a vazão natural *total* afluyente à segunda usina, isto é, sem o efeito da variação Δv_t do reservatório.

Finalmente, substituindo (5.3) na equação de balanço da terceira usina (5.1c) resulta:

$$u_t(3) = q_t(3) + \Delta v_t \quad (5.5)$$

onde, de maneira análoga a (5.4), $q_t(3) = a_t(1) + a_t(2) + a_t(3)$ é a vazão natural total afluyente à terceira usina.

Das equações (5.4) e (5.5) conclui-se que o turbinamento das usinas se decompõe em uma parcela correspondente à vazão natural afluyente à usina (isto é, o que chegaria sem o efeito da regulação a montante) e uma parcela que se deve à variação do reservatório.

5.5 Compensação dos Geradores

Isto sugere que cada usina deveria alocar ao reservatório a *diferença* entre seu turbinamento e a vazão natural, valorizada pelo preço *spot*:

$$\Delta G_t(2) = \pi_{dt} \times \rho_2 \times [q_t(2) - u_t(2)] = \pi_{dt} \times \rho_2 \times [-\Delta v_t] \quad (5.6)$$

$$\Delta G_t(3) = \pi_{dt} \times \rho_3 \times [q_t(3) - u_t(3)] = \pi_{dt} \times \rho_3 \times [-\Delta v_t]$$

onde $\Delta G_t(i)$ é a compensação do gerador i no estágio t . As equações (5.6) são interpretadas da seguinte maneira: se o turbinamento $u_t(i)$ excede a vazão natural $q_t(i)$, isto indica que o reservatório está “vendendo” sua água armazenada às usinas e deve portanto ser remunerado por isto. A remuneração $\Delta G_t(i)$ representa o custo de oportunidade da venda do turbinamento adicional. Observa-se que neste caso $\Delta G_t(i)$ é negativo, isto é, representa uma saída na remuneração da usina.

Por outro lado, se $u_t(i)$ é inferior a $q_t(i)$, isto indica que o reservatório está “comprando” água do sistema, e deve pagar pela mesma. Neste caso, a usina recebe do sistema uma indenização $\Delta G_t(i)$ (positivo) que representa o custo de oportunidade da geração não realizada.

Finalmente, pode-se demonstrar [20] que:

$$\pi_{dt} \times \rho_i = \pi_{ht}(i) - \pi_{ht}(i+1) \quad (5.7)$$

onde $i+1$ representa a usina a jusante i . Em outras palavras, o custo de oportunidade pela venda da energia produzida por $1 m^3$ de água em i é igual à diferença entre os valores da água neste lugar e a jusante.

5.6 Compensação do Reservatório ao Sistema

Sob o ponto de vista do reservatório, a venda e a compra da água armazenada deveriam ser remuneradas por:

$$\Delta R_t(1) = \pi_{ht}(1) \times \Delta v_t \quad (5.8)$$

onde $\Delta R_t(i)$ é a compensação do reservatório i no estágio t , e $\pi_{ht}(i)$ é seu valor da água (ver equação de balanço (5.1a)). Se Δv_t é positivo, isto significa que o reservatório está esvaziando, e portanto recebe do sistema – a compensação $\Delta R_t(1)$ é positiva. Por sua vez, si Δv_t é negativo, isto significa que o reservatório está enchendo, e portanto paga ao sistema - a compensação $\Delta R_t(1)$ é negativa.

Observa-se que, com esta formulação, o proprietário do reservatório compensaria as perdas físicas resultantes da regularização (i.e. devido à diferença entre a evaporação do lago formado pelo reservatório e a evapotranspiração que teria ocorrido na mesma área caso o reservatório não existisse).

5.7 Balanço das Compensações de Reservatórios e Geradores

No caso geral, uma usina composta de reservatório e turbina tem uma compensação total de:

$$\Delta C_t(i) = \Delta R_t(i) + \Delta G_t(i) = \pi_{ht}(i) \times \Delta v_t(i) + \pi_{dt} \times \rho_i \times \left[\sum_{k \in M_i} -\Delta v_t(k) \right] \quad (5.9)$$

onde M_i representa o conjunto composto da usina i e de todas as usinas a montante da mesma.

Uma propriedade importante do esquema de compensações (5.9) é que a soma algébrica dos $\{\Delta C_t(i)\}$ das usinas hidro é igual a zero, isto é, as compensações pelo uso da água “fecham” a cada etapa, de maneira semelhante aos balanços de pagamento por energia no MAE. Para verificar isto, basta substituir $\pi_{dt} \times \rho_i$ em (5.9) pela expressão (5.7):

$$\Delta C_t(i) = \pi_{ht}(i) \times \Delta v_t(i) + (\pi_{ht}(i) - \pi_{ht}(i+1)) \times \left[\sum_{k \in M_i} -\Delta v_t(k) \right] \quad (5.10)$$

e somar os termos. Por exemplo, para um sistema com três usinas em cascata, tem-se:

$$\begin{aligned} \Delta C_t(1) &= \pi_{ht}(1) \times \Delta v_t(1) + (\pi_{ht}(1) - \pi_{ht}(2)) \times [-\Delta v_t(1)] \\ \Delta C_t(2) &= \pi_{ht}(2) \times \Delta v_t(2) + (\pi_{ht}(2) - \pi_{ht}(3)) \times [-\Delta v_t(1) - \Delta v_t(2)] \\ \Delta C_t(3) &= \pi_{ht}(3) \times \Delta v_t(3) + (\pi_{ht}(3) - 0) \times [-\Delta v_t(1) - \Delta v_t(2) - \Delta v_t(3)] \end{aligned} \quad (5.11)$$

Somando os termos, colocando $\Delta v_t(1)$, $\Delta v_t(2)$ e $\Delta v_t(3)$ em evidência, chega-se a

$$\begin{aligned} \Delta C_t(1) + \Delta C_t(2) + \Delta C_t(3) &= \Delta v_t(1) \times (\pi_{ht}(1) - \pi_{ht}(1) - \pi_{ht}(2) + \pi_{ht}(2) - \pi_{ht}(3) + \pi_{ht}(3)) \\ &\quad + \Delta v_t(2) \times (\pi_{ht}(2) - \pi_{ht}(2) + \pi_{ht}(3) - \pi_{ht}(3)) \\ &\quad + \Delta v_t(3) \times (\pi_{ht}(3) - \pi_{ht}(3)) \end{aligned} \quad (5.12)$$

Finalmente, observando que os termos entre parênteses se cancelam, conclui-se que a soma (5.12) é igual a zero.

5.8 Exemplo de Balanço no MAA

Como ilustração, modificaremos o exemplo da Seção 3.9 para incluir uma usina a fio d'água, H_2 , a jusante de H_1 como ilustra a Figura 5.1.

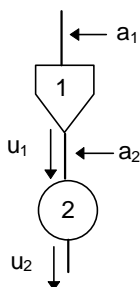


Figura 5.1 - Sistema Hidro em Cascata

As características destas usinas são apresentadas na Tabela 5.1. As características operativas das usinas térmicas e as demandas do sistema são as mesmas utilizadas no exemplo anterior.

Nome	Potência Instalada (MW)	Armaz. Máximo ($10^3 m^3$)	Coefficiente Produção ($MWh/10^3 m^3$)	Turb. Máximo ($10 m^3/h$)	Volume Inicial ($10^3 m^3$)	Afluência Lateral ($10^3 m^3/h$)
H_1	30	100	2	15	30	5
H_2	20	0	1	20	0	4

Tabela 5.1 - Características das Usinas Hidroelétricas

Como a usina H_2 é fio d'água, a função de custo futuro só depende do armazenamento de H_1 . Por simplicidade, usaremos a mesma FCF do exemplo anterior:

$$FCF(v_{t+1}(1)) = -28v_{t+1} + 4000$$

Seguindo o mesmo roteiro do exemplo anterior, a partir da FCF concluímos que esvaziar $10^3 m^3$ de H_1 penaliza em \$28 a operação futura do sistema. Por sua vez, a energia resultante do turbinamento é dada pela *soma* das gerações na cascata:

$$\rho_1 \times 10^3 + \rho_2 \times 10^3 = 3 \text{ MWh}$$

Neste caso, vale a pena despachar H_1 sempre que as alternativas térmicas custarem mais que $28/3 = \$9.3/\text{MWh}$. A ordem de entrada das unidades é agora:

(H_2, T_1, H_1, T_2, T_3)

Observe que a fio d'água H_2 sempre tem prioridade de despacho, pois seu custo de oportunidade é zero. O despacho ótimo é apresentado na Tabela 5.2:

Unidade	Custo (\$/MWh)	Turbinamento ($10^3 m^3$)	Geração (MWh)
H_2	0.0	6	6
T_1	8.0	-	10
H_1	9.3	2	4
T_2	12.0	-	0
T_3	15.0		0

Tabela 5.2 - Despacho Ótimo - Sistema Hidrotérmico

A unidade marginal é H_1 , e o preço *spot* é $\$9.3/\text{MWh}$.

5.8.1 Balanço no MAA

Observa-se a partir da Tabela 5.2 que H_1 turbinou $2 \times 10^3 m^3$. Como a vazão afluyente foi de $5 \times 10^3 m^3$, conclui-se que houve um enchimento de $3 \times 10^3 m^3$ no reservatório. Como consequência, a usina a jusante, H_2 , somente turbinou $6 \times 10^3 m^3$, ao invés dos $9 \times 10^3 m^3$ correspondentes à vazão natural afluyente (soma das vazões laterais em H_1 e H_2).

Como discutido anteriormente, isto significa que H_1 deveria compensar H_2 , a usina a fio d'água, pela perda de faturamento correspondente ao turbinamento de $3 \times 10^3 m^3$. Em termos do balanço de pagamentos do MAA, esta perda é calculada multiplicando a energia que seria gerada pelo preço *spot* do sistema. A Tabela 5.3 apresenta os

resultados para as usinas hidroelétricas. Naturalmente, as térmicas e as demandas não são afetadas.

Agente	Compensação pelo uso da Água (\$)
H ₁	-27.9
H ₂	+27.9
total	0.0

Tabela 5.3 - Balanços no MAA para as Usinas Hidroelétricas

5.8.2 Balanço Conjunto MAA + MAE

A Tabela 5.4 apresenta o balanço de pagamentos integrado do sistema, composto do MAA e MAE:

Agente	Geração e Carga (MWh)	Remuneração e Pagamento Spot (\$)	Compensação pelo uso da Água (\$)	Remuneração MAE+MAA (\$)
H ₁	4	37.2	-27.9	9.3
H ₂	6	55.8	+27.9	83.7
T ₁	10	93.0		93.0
T ₂	0	0.0		0.0
T ₃	0	0.0		0.0
D ₁	-6	-55.8		-55.8
D ₂	-14	-130.2		-130.2
Total		0.0		0.0

Tabela 5.4 - Balanços no MAE + MAA

5.9 Estudo de Caso

5.9.1 Descrição do Sistema

O algoritmo de Programação Dinâmica Estocástica apresentado do Capítulo 3 foi implementado para um sistema hidrotérmico montado a partir de dados do sistema elétrico brasileiro. As usinas hidroelétricas utilizadas neste estudo de caso, denominadas A, B e C, estão instaladas segundo a topologia apresentada pela Figura 5.2.

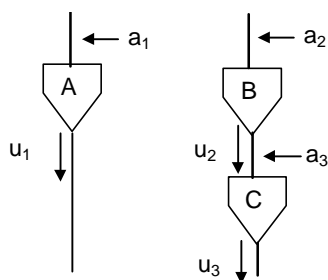


Figura 5.2 – Topologia do Sistema

As usinas térmicas, por sua vez, foram selecionadas a partir do parque gerador da região Sudeste. A demanda do sistema corresponde à da região Sudeste para o ano de 2000. O período de estudo foi de 5 anos discretizados em etapas mensais. Dois anos foram adicionados ao último mês para evitar o deplecionamento dos reservatórios na última etapa do período de planejamento.

As Tabelas 5.5 e 5.6 apresentam as características físicas das usinas hidroelétricas e termoelétricas selecionadas para as simulações:

Nome	Potência Instalada (MW)	Volume Máximo (Hm ³)	Volume Mínimo (Hm ³)	Coefic. de Produção (MWh/m ³ /s)	Turb. Máximo (m ³ /s)	Turb. Mínimo (m ³ /s)	Volume Inicial (Hm ³)
A	47000	501250	14000	1.0000	47000	15000	300000
B	1312	22950	5733	0.7450	1761	196	16000
C	478	4040	1540	0.3144	1520	247	2000

Tabela 5.5 - Características da Usinas Hidroelétricas A, B e C

Usina	Potência Instalada (MW)	Custo Operativo (\$/MWh)
T ₁	657	8.5
T ₂	1309	8.5
T ₃	480	15.6
T ₄	131	19.2
T ₅	32	38.7
T ₆	84	38.7
T ₇	84	38.7
T ₈	220	38.7
T ₉	220	38.7
T ₁₀	36	40.4
T ₁₁	200	40.6
T ₁₂	270	40.6
Total	3723	

Tabela 5.6 – Características das Usinas Térmicas

As usinas hidroelétricas B e C em estudo, que operam de forma a minimizar o custo de operação do sistema, pertencem a agentes de mercado distintos também denominados B e C respectivamente. Por sua vez, a hidroelétrica A representa um modelo equivalente da região sudeste do sistema elétrico brasileiro.

5.9.2 Descrição do Estudo

O objetivo do estudo é analisar as remunerações dos agentes hidroelétricos quando considerado os pagamentos pela comercialização da água no Mercado Atacadista de Água, além dos pagamentos pela energia produzida no já existente Mercado Atacadista de Energia.

A política operativa e a simulação do sistema foram realizadas de forma a determinar a utilização ótima dos recursos disponíveis do sistema fazendo uso, para tal, do procedimento recursivo de Programação Dinâmica Estocástica descrito no Capítulo 3. Os pagamentos aos agentes hidroelétricos foram efetuados sob duas hipóteses distintas:

- No primeiro modelo, os agentes são remunerados de acordo com as suas produções de energia valorizadas no Mercado Atacadista de Energia pelo preço *spot* do sistema;
- No segundo, as remunerações *spot* dos agentes geradores são obtidas através da soma das rendas resultantes da comercialização de suas produções energéticas no Mercado Atacadista de Energia (valorizadas pelo preço *spot*) e dos volumes de água utilizados no Mercado Atacadista de Água (valorizados pelos valores da água em cada gerador).

A simulação do sistema foi realizada utilizando-se 2000 cenários de hidrologia produzidos a partir de um modelo estocástico de vazão. Para cada simulação foram obtidos o preço *spot* do sistema (\$/MWh), a geração energética (MWh) e a renda MAE e MAA (k\$) de cada usina hidroelétrica, a cada etapa do período de estudo.

Os modelos computacionais foram implementados utilizando a linguagem de programação Fortran e executados em um computador Pentium III com 256 MB de memória RAM. O tempo de processamento médio dos modelos foi de aproximadamente 31 horas.

Os algoritmos de ambos os modelos de mínimo custo desenvolvidos se encontram descritos nos Anexos A (operação de mínimo custo + MAE) e B (operação de mínimo custo + MAE e MAA) deste trabalho.

Os resultados obtidos nas simulações são apresentados e discutidos a seguir.

5.9.3 Preço Spot x Produção de Energia Esperada

A Figura 5.3 apresenta o preço *spot* médio (\$/MWh) e a geração total esperada em GWh (soma das produções de energia das hidroelétricas A, B e C), para cada mês de estudo, obtidos a partir da simulação de mínimo custo do sistema para os 2000 cenários de vazões. Nesta simulação os pagamentos aos geradores foram feitos apenas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia.

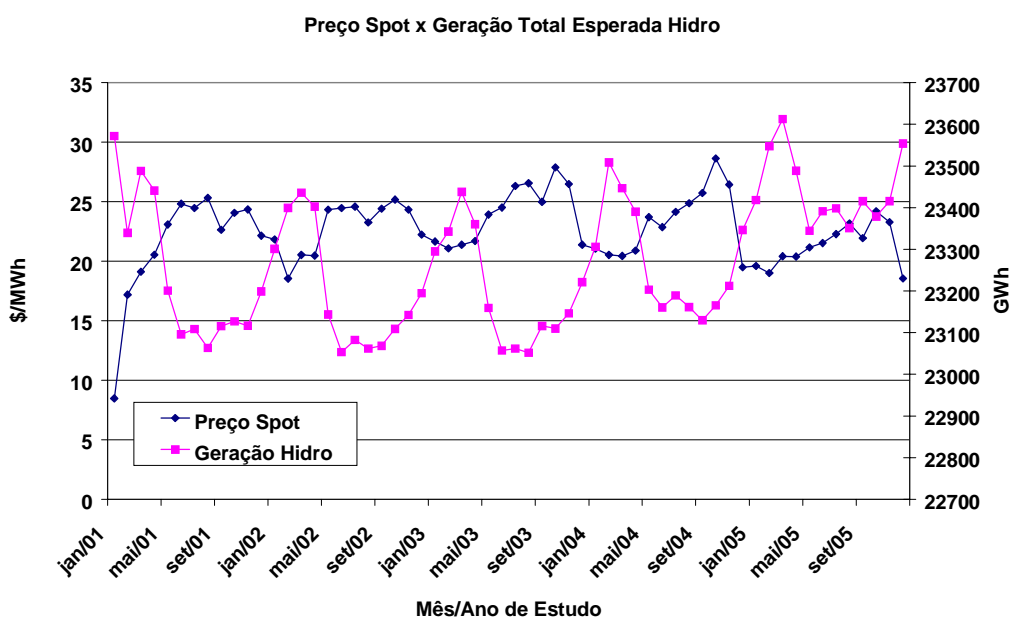


Figura 5.3 – Preço Spot x Geração Total das Usinas Hidroelétricas

Inicialmente, observa-se a já esperada correlação negativa entre a geração hidroelétrica e o preço do sistema: quanto maior a quantidade de energia produzida pelas usinas hidroelétricas menor é o preço *spot* do sistema. A razão disto é que, havendo uma geração hídrica mais elevada, menor será o número de usinas térmicas necessárias para realizar o despacho e, conseqüentemente, mais baixo será o custo de operação do sistema.

Como mencionado anteriormente, os resultados apresentados neste gráfico são resultantes de uma simulação de mínimo custo onde a remuneração de cada gerador foi obtida supondo apenas a existência do Mercado Atacadista de Energia. Entretanto, vale ressaltar que estes valores são análogos aos obtidos em uma simulação de mínimo custo cujos pagamentos pela comercialização da água também estejam sendo efetuados através do Mercado Atacadista de Água.

A razão desta igualdade é que, em um despacho centralizado, a implementação de um Mercado Atacadista de Água não altera as decisões operativas ótimas de mínimo custo do sistema. O que difere os dois modelos é apenas a forma de remuneração dos geradores hidroelétricos: no primeiro modelo os pagamentos aos geradores são feitos com base somente na energia produzida e vendida no MAE enquanto no segundo os pagamentos são acrescidos de uma parcela proveniente da compra / venda da água no MAA. Em outras palavras, a produção ótima de energia hidro e térmica do sistema a cada etapa não é modificada, há somente uma realocação financeira com o intuito de remunerar o benefício da regularização da água realizada pelos reservatórios do sistema, o que portanto resulta em preços *spot* análogos aos do primeiro modelo.

5.9.4 Benefício da Regularização

A Figura 5.4 a seguir, ilustra graficamente o benefício da regularização da vazão natural afluyente (m³/s) à hidroelétrica C resultante da capacidade de armazenamento do reservatório a montante pertencente à hidroelétrica B.

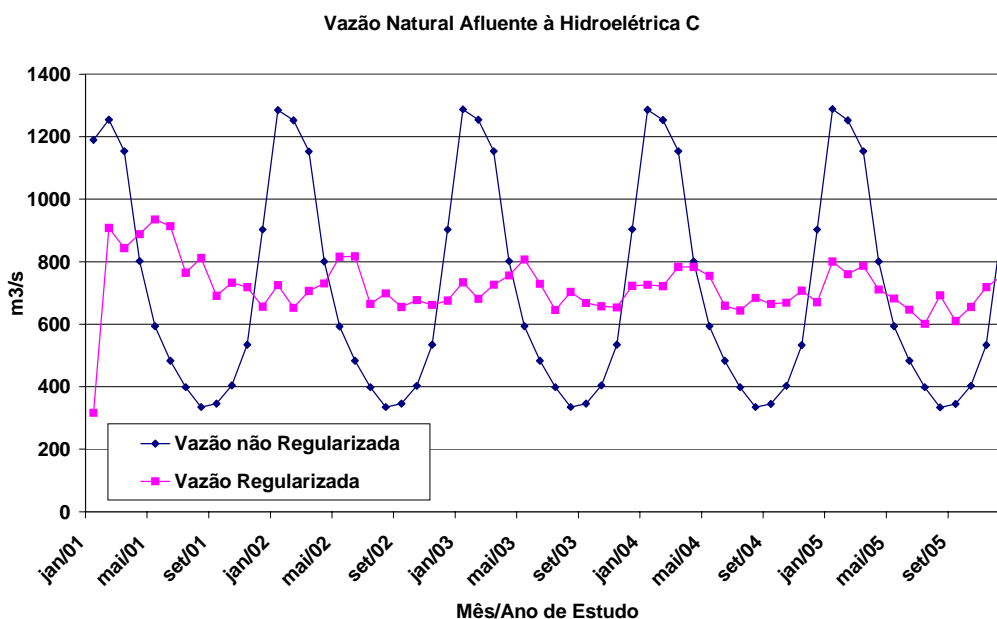


Figura 5.4 –Vazão Natural Afluyente à Hidroelétrica C (a jusante)

Observa-se inicialmente uma volatilidade acentuada nas vazões naturais afluentes à hidroelétrica C. Caso esta usina depende-se somente destas afluições para produzir energia, sua produção seria igualmente volátil durante seu período de operação: elevada nos períodos úmidos e baixa nos períodos secos.

Entretanto, a existência de um reservatório a montante desta hidroelétrica torna sua vazão afluyente mais regular permitindo que a produção de energia da mesma seja também mais homogênea. Este comportamento, característico de um sistema predominantemente hídrico, permite o sistema *transferir* a energia armazenada de um período em que o preço *spot* é mais barato para períodos em que este preço é mais elevado, diminuindo desta forma o custo de operação do sistema.

A seguir, será analisada com mais detalhes as remunerações das usinas hidroelétricas em cascata simuladas neste estudo.

5.9.5 Renda Média das Usinas Hidroelétricas em Cascata

A figura 5.5 a seguir ilustra a remuneração esperada (k\$) da hidroelétrica B em ambos os modelos de mínimo custo a cada etapa do período de simulação.

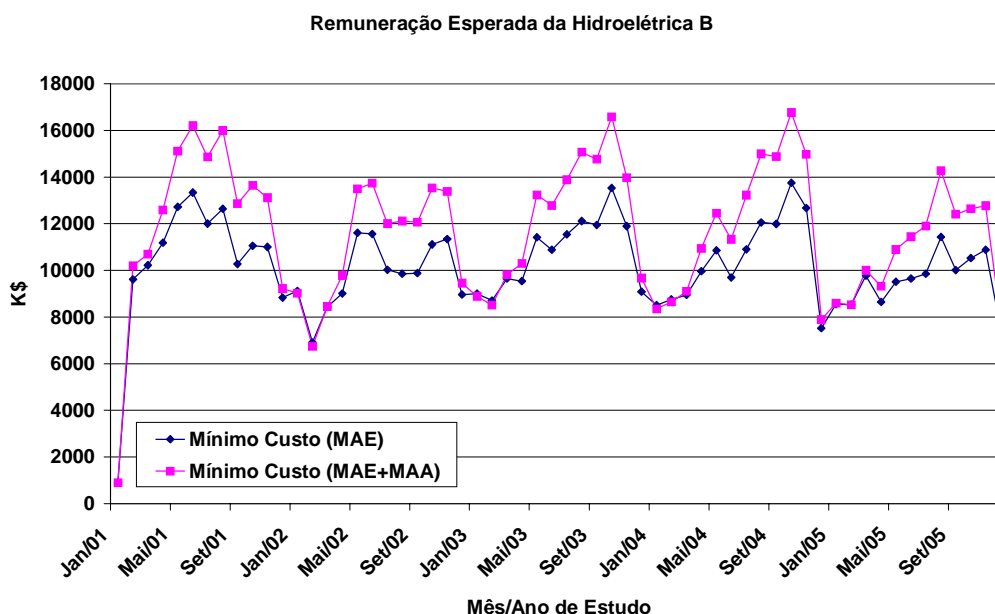


Figura 5.5 – Remuneração Esperada da Hidroelétrica B (a montante)

Verifica-se que na operação de mínimo custo onde ambos os mercados atacadistas são implementados (MAE e MAA), a remuneração da hidroelétrica B, a montante na cascata, é, na maior parte do tempo, superior à sua renda obtida pelo despacho no qual apenas o Mercado Atacadista de Energia é implementado.

Isto se deve ao fato desta hidroelétrica ser responsável pela regularização da vazão afluente à hidroelétrica C, conforme já ilustrado na Figura 5.4, e, desta forma, também responsável pelo aumento da capacidade de produção da mesma. Sob o ponto de vista do MAA, a usina C deve então alocar à usina B a parcela de vazão afluente por ela (B) regularizada, e que foi utilizada pela hidroelétrica C para produzir energia, valorizada pelo valor da água em B. Isto é mostrado a seguir pela Figura 5.6.

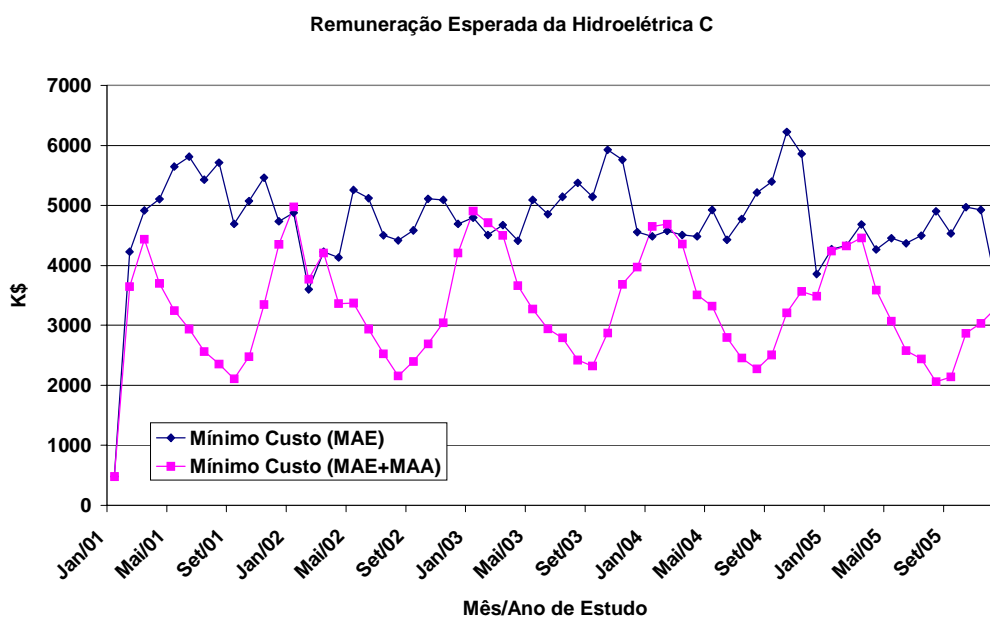


Figura 5.6 – Remuneração da Esperada da Hidroelétrica C (a jusante)

Observa-se que a remuneração da hidroelétrica C, a jusante na cascata, é menor quando em sua operação são consideradas a contabilização e liquidação da água no MAA do que na ausência destas atividades. Em outras palavras, a usina C, na maior parte do tempo é beneficiada pela regularização do reservatório à montante (hidroelétrica B) e, portanto, deve compensá-lo financeiramente pelo uso desta água.

Entretanto, pode-se notar nos gráficos 5.5 e 5.6 apresentados que, entre os meses de dezembro à abril de cada ano, as remunerações das usinas B e C quando considera-se a incidência do MAA são semelhantes às obtidas no despacho de mínimo custo sem a incidência do mesmo. A razão é que estes meses estão contidos no chamado período úmido do sistema brasileiro, caracterizado pela ocorrência de vazões naturais mais

elevadas às usinas. Com isto, as vazões naturais afluentes à cada hidroelétrica são suficientes para determinar as suas respectivas produções de energia, tornando desnecessário a utilização, pela usina C, da vazão lateral afluente regularizada pelo reservatório da usina B. Desta forma, não há compensação financeira pela usina C à usina B e, portanto, as remunerações coincidem nos dois modelos.

5.9.6 Análise das Compensações devido ao MAA

As Figuras 5.7 e 5.8 a seguir apresentam respectivamente as remunerações totais esperadas a cada ano para as hidroelétricas B e C em ambos as simulações do sistema. Nas mesmas figuras são apresentadas ainda as parcelas de compensação (pagamento/receita) resultantes da comercialização da água do sistema no MAA.

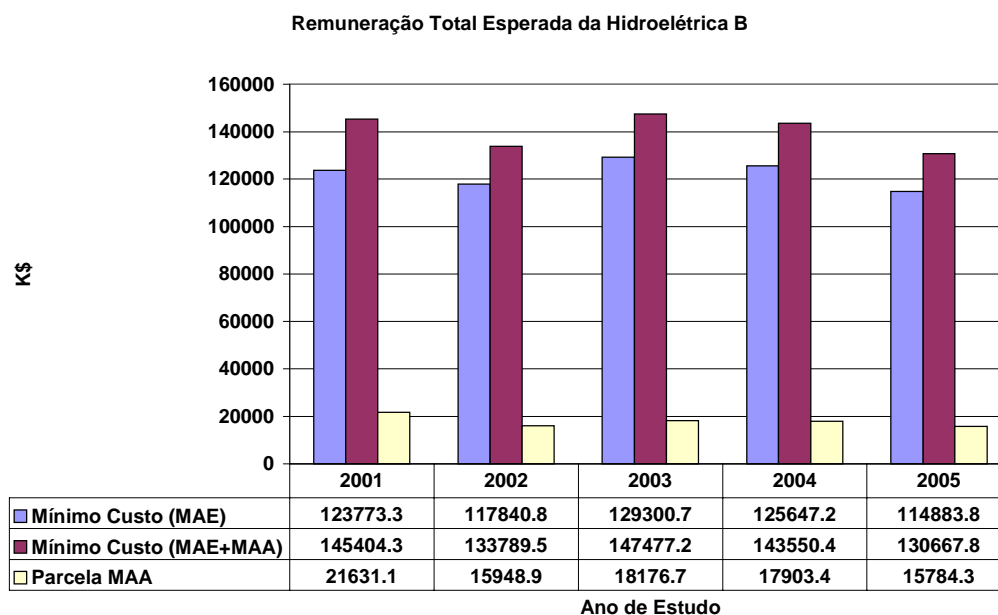


Figura 5.7 – Remuneração Total Esperada da Hidroelétrica B + Parcela MAA

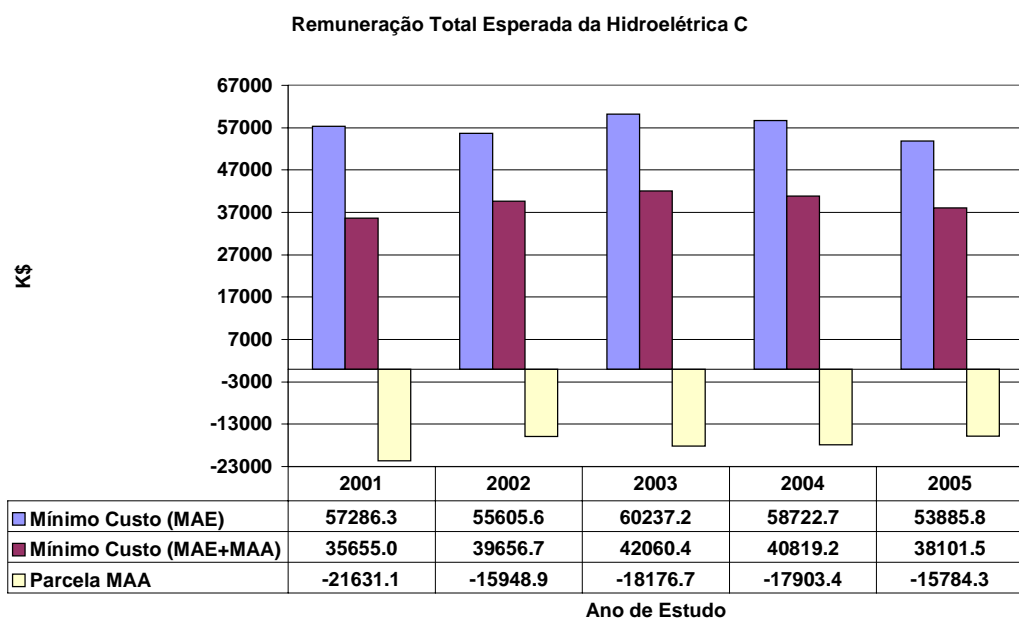


Figura 5.8 – Remuneração Total Esperada da Hidroelétrica C + Parcela MAA

A partir destes gráficos, verifica-se com mais clareza a compensação pelo uso da água efetuada no Mercado Atacadista de Água. Conforme mencionado anteriormente, a hidroelétrica C compensa financeiramente a hidroelétrica B pela água regularizada em seu reservatório, que permitiu elevar a sua produção física de energia. Observa-se ainda que os pagamentos recebidos pela hidroelétrica B são análogos aos efetuados pela hidroelétrica C, o que caracteriza o Mercado Atacadista de Água como um mecanismo puramente contábil.

5.10 Outros Mecanismos de Solução

Uma outra alternativa para corrigir a distorção econômica de usinas em cascata consiste em imaginar a existência de uma empresa fictícia cujos acionistas são as hidroelétricas da cascata. Cada hidroelétrica recebe uma *cota* desta empresa, representando as ações da empresa ou fator de participação na mesma, e a geração total da cascata é alocada a cada período de liquidação entre estas hidroelétricas na proporção de suas cotas. O pagamento *spot* se aplica então à energia *alocada* a cada usina, denominado crédito de energia, e não à produzida fisicamente pela mesma. A empresa fictícia funciona como se recebesse o pagamento *spot* total e o distribuísse entre seus acionistas como *lucros*, em proporção às *ações* que cada um possui.

Esta alternativa foi adotada no marco regulatório brasileiro [27], onde é conhecido como Mecanismo de Realocação de Energia – MRE – pois equivale a uma transferência de geração entre as hidroelétricas. Este método desvincula a remuneração *spot* da produção física de cada hidroelétrica, o que faz com que todas as hidroelétricas da cascata tenham interesse em contribuir para a produção total do sistema.

Uma vantagem deste mecanismo é a desvinculação da produção física da usina de seu crédito de energia. Isto permite que o Operador do Sistema despache os recursos hidroelétricos do sistema de maneira ótima global sem afetar o fluxo de caixa do proprietário (por exemplo, mantendo um grande reservatório cheio por vários meses, com geração reduzida, para aumentar a segurança futura do sistema).

Uma possível desvantagem deste mecanismo é a aparente falta de incentivo que o proprietário teria para operar e manter em boas condições sua usina, uma vez que a sua remuneração não depende mais de sua produção física.

6 OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

6.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é analisar o comportamento de agentes geradores em sistemas hidrotérmicos com despacho descentralizado. Em particular, o problema de maximização de renda de agentes hidroelétricos *price takers* será formulado e uma metodologia para sua resolução será apresentada. Mostrar-se-á ainda que, na existência de um mercado perfeitamente competitivo, a operação baseada em oferta de agentes hidroelétricos converge para a operação de mínimo custo do sistema.

6.2 Mercados Competitivos

Vários países vêm adotando mecanismos de mercado em seus setores elétricos para aumentar a eficiência e garantir a expansão do sistema. Os agentes, em ambiente de mercado, são livres para construir novas usinas e comercializar a energia produzida no Mercado Atacadista de Energia. Este procedimento, implantado em países como a Inglaterra⁹ e Colômbia e em algumas regiões dos Estados Unidos, baseia-se em um esquema de ofertas onde cada gerador informa a sua disponibilidade de produção (MWh) e o preço por esta disponibilidade (\$/MWh). As ofertas são então colocadas em ordem crescente de preço até atender à demanda do sistema para o período. As usinas selecionadas são então despachadas de acordo com as quantidades (MWh) ofertadas. A oferta de preço da última usina despachada corresponde ao *preço spot* do sistema.

⁹ Em Abril de 2000 o sistema do Reino Unido passou por uma intensa reformulação com a implantação do “New Electricity Trading Arrangements” (NETA) [43]. Neste novo mercado, os agentes geradores da Inglaterra e da Irlanda (e brevemente da Escócia) firmam contratos físicos de energia em um *Forward Market* enquanto as companhias de fornecimento são incentivadas a atuarem mais intensamente declarando suas demandas de curto prazo. Além disso, esta nova estrutura permite ainda que os geradores se auto despachem para cumprir seus contratos de energia.

A questão que se coloca de imediato é se o esquema de ofertas, onde cada agente é livre para decidir a sua produção de energia, afeta substancialmente a operação do sistema quando comparada com a operação centralizada (de mínimo custo) do mesmo sistema¹⁰.

A resposta para essa questão irá depender do estilo de mercado no qual os agentes geradores estão inseridos. Em um mercado com potencial para o exercício de *poder de mercado*, a geração total do sistema e o preço da energia podem ser seriamente comprometidos. Neste ambiente, os agentes podem se comportar de maneira estratégica [1, 2], por meio de suas ofertas, com o objetivo de aumentar o preço *spot* do sistema e, conseqüentemente, elevar as suas remunerações *spot*.

O comportamento estratégico destes agentes geradores pode ser exercido basicamente de duas maneiras: através da diminuição de suas ofertas de energia no MAE, objetivando provocar a alta do preço com a escassez do produto no mercado, ou através de ofertas de preços “não justas” pelas suas energias produzidas, isto é, bastantes diferentes dos seus reais custos de produção.

Estes agentes com capacidade de manipular o preço do mercado através de seu comportamento estratégico são conhecidos na literatura como *price makers*.

Em particular, em sistemas predominantemente hídricos, uma usina hidroelétrica possui a capacidade de, conforme as condições hidrológicas do sistema, utilizar seu reservatório como importante recurso para estrategicamente realizar ofertas de energia visando elevar o preço *spot* e, dessa forma, elevar seus lucros.

Diversos trabalhos têm sido escritos nos últimos anos sobre os riscos de manipulação do mercado no setor de geração de energia elétrica. A preocupação com a manipulação de mercado nestes sistemas e o número de estudos feitos na área aumentaram consideravelmente com o *boom* dos processos de privatização e reestruturação,

¹⁰ Acreditando que uma operação individual não traria o mesmo resultado que uma ação coordenada do sistema, foi mantida no Brasil a opção por um despacho centralizado de mínimo custo. No Capítulo 7 será mostrado que a existência de agentes de mercado donos de usinas hidroelétricas em uma mesma bacia hidrográfica pode produzir uma “desotimização” do sistema quando o mesmo é submetido à uma operação descentralizada.

principalmente com a reestruturação do setor elétrico na Inglaterra, em 1990, e do mercado de energia da Califórnia, em 1997.

O tema da estratégia de maximização de lucros e da capacidade de manipulação de preços por usinas hidroelétricas é abordado por Bushnell em [6]. Neste trabalho, o autor investiga o mercado de energia da região oeste dos EUA. Um modelo analítico é desenvolvido para se derivar o equilíbrio de um jogo não cooperativo entre os agentes. São consideradas 3 empresas estratégicas (*price makers*), a saber, BPA, PG&E e SCE sendo as demais não estratégicas (*price takers*). A empresa BPA (Bonneville Power Administration) tem a capacidade de utilizar seus estoques de água para produzir a energia nos patamares fora de pico diminuindo sua geração nas horas de pico, aproveitando-se da congestão nas linhas de transmissão dos sistemas exportadores vizinhos, e dessa forma induzindo um aumento do preço da energia. No mesmo trabalho o autor afirma que a BPA não tem usado este poder (talvez por ser uma empresa estatal e estar presa a hábitos e valores mais conservadores).

Um recente trabalho sobre o comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado utilizando modelos baseados em teoria dos jogos é apresentado por Barroso em [2]. Neste trabalho, o autor avalia o potencial para exercício de poder de mercado de agente geradores em sistemas hidrotérmicos e apresenta medidas mitigatórias contra o exercício do mesmo. Em particular, verifica-se que contratos bilaterais entre geradores e demandas constituem interessantes mecanismos para a redução do poder de mercado.

Hjalmarsson [17] utiliza uma extensão do modelo clássico de Bresnahan-Lau para tentar identificar práticas de poder de mercado no mercado elétrico dos países nórdicos¹¹, conhecido como Nord Pool. O autor conclui que não há poder de mercado e questiona ainda se as diferenças entre este mercado e os mercados da Inglaterra e da Califórnia, tais como a não obrigatoriedade da participação dos agentes no Nord Pool (permitindo que os agentes firmem contratos bilaterais), a pouca concentração do mercado nórdico (segundo o índice Herfindahl), e a existência de um parque gerador predominantemente

¹¹ Dinamarca, Finlândia, Suécia e Noruega.

hídrico (99%) seriam responsáveis pelo não exercício de poder de mercado no sistema nórdico.

Scott e Read [37] desenvolveram um estudo utilizando Programação Dinâmica Dual e Teoria de Jogos (equilíbrio de Cournot) para determinar a estratégia ótima de operação de agentes hidroelétricos no mercado da Nova Zelândia.

O exercício de poder de mercado tem sido observado em alguns mercados reestruturados, como o mercado da Inglaterra [25] e, mais recentemente, o da Califórnia [14], onde suspeita-se que a prática de poder de mercado é responsável pela crise energética que atravessa aquele estado americano. Em ambos os casos, atribui-se à falta de competição entre os agentes a causa da manipulação de mercado.

Em um mercado perfeitamente competitivo, entretanto, espera-se que a operação baseada em ofertas não comprometa os benefícios globais do sistema. Em outras palavras, se almeja que a operação descentralizada de um sistema hidroelétrico convirja para a operação de mínimo custo quando os participantes do mercado forem de quantidades suficientemente grande, de tal forma que nenhum destes agentes seja capaz de, isolado, influenciar o preço do produto que é negociado. Este assunto será abordado com mais detalhes nas próximas seções.

6.3 Características de um Mercado Perfeitamente Competitivo

Um mercado é dito perfeitamente competitivo, ou puro, quando produtores e consumidores são tão pequenos que suas decisões de produção e consumo não afetam o preço de mercado. O agente que opera em um mercado competitivo é *tomador* de preços. Isso significa que ele não tem o poder de decisão sobre o preço de venda de seu produto. O agente negocia seu produto ao preço de mercado estabelecido competitivamente. Esse preço é oriundo das condições de equilíbrio entre as curvas de oferta e demanda do sistema. O mercado competitivo possui algumas características que permitem que ele seja assim definido:

- Grande número de produtores e consumidores, de modo que cada um participa com negociações que representam uma pequena fração do mercado;
- Produtores homogêneos, de modo que não seja possível fazer diferenciação entre a produção de um ou outro produtor. No caso do mercado elétrico, o produto “energia” sempre satisfaz esta hipótese;
- Entrada e saída livres do mercado, de tal modo que não haja qualquer restrição à participação de determinado produtor. Ou seja, não há ônus para os agentes entrarem ou saírem do mercado, tampouco obstáculos legais;
- Informação perfeita, de tal modo que os consumidores e produtores disponham do mesmo grau de informação do produto no que se refere a preço, custo, qualidade e processo tecnológico.

A necessidade dessas quatro condições torna difícil a existência de mercados sob condições de competição perfeita ou competição pura. Existem, na verdade, mercados que se aproximam mais do caso de competição perfeita. Não obstante tal fato, o estudo de mercados competitivos é relevante para facilitar a compreensão de outras estruturas de mercado. Da mesma forma, pode-se dizer que a análise de mercados competitivos possibilita a compreensão de situações em que os agentes têm pouca ou quase nenhuma possibilidade de decisão sobre os preços.

O agente tomador de preço é conhecido na literatura econômica como *price taker*. Este agente é apenas mais um participante no mercado que vende o seu produto ao preço definido nesse mercado. O preço do produto é uma variável sobre a qual o agente não tem poder de decisão, isto é, o preço é um valor fornecido pelo mercado. O sentido econômico é que, independentemente da quantidade de produto que o agente oferte, o preço de mercado não se altera. O agente é insignificante diante do tamanho do mercado, de tal forma que não é capaz de afetar o preço de equilíbrio desse mercado. Qualquer que seja a quantidade de produto que o mercado esteja demandando do produtor, o preço do produto não se altera.

6.4 Estratégia de um Agente *Price Taker*

Em mercados elétricos, o principal objetivo de um agente gerador em ambiente de mercado consiste em estabelecer uma estratégia de operação que maximize a sua renda através da venda de sua energia produzida no Mercado Atacadista de Energia. Em particular, um agente *price taker* (que pode ser uma usina hidroelétrica ou termelétrica) vende a sua produção de energia ao preço estabelecido pela competição de todos os agentes participantes do mercado. Qualquer que seja a oferta de energia deste agente, o preço de venda e compra de energia no MAE não é alterado.

O nível de produção ótimo de energia de um agente competitivo é aquele que lhe fornece o maior retorno financeiro possível, ou seja, que maximiza a diferença entre a sua receita bruta $R(q)$, dada pelo produto entre o preço de energia π e a quantidade de energia vendida q , e o custo de produção $C(q)$ deste agente:

$$L(q) = R(q) - C(q) \quad (6.1)$$

Esta quantidade ótima é facilmente obtida através da derivada de primeira ordem da equação (6.1):

$$\partial L / \partial q = 0 \quad (6.2)$$

Ou seja:

$$\partial R / \partial q - \partial C / \partial q = 0 \quad \Rightarrow \quad \partial R / \partial q = \partial C / \partial q \quad (6.3)$$

Da equação 6.3 observa-se que o nível ótimo de produção de um agente é aquele que iguala a sua receita marginal ao seu custo marginal de produção, isto é, onde a receita extra recebida por uma unidade adicional de energia produzida se iguala exatamente ao custo extra de produzir esta unidade a mais.

No caso de um agente competitivo, a receita marginal é simplesmente o preço do produto. Para verificar isto, basta notar que a receita extra para produzir uma unidade a mais de energia é exatamente o preço spot π que, por hipótese, não se modifica¹².

Portanto, um agente competitivo irá escolher um nível de produção em que o custo marginal com o qual ele se defronta seja exatamente igual ao preço de mercado:

$$\partial R/\partial q = \partial C/\partial q = \pi \quad (6.4)$$

Em se tratando de um agente hidroelétrico, o custo marginal de produção está associado ao custo de oportunidade da usina hidroelétrica pois, como visto no Capítulo 3, a mesma não possui um custo direto de produção de energia.

Entretanto, em um sistema hidrotérmico, o preço da energia depende de vários fatores tais como a variabilidade das aflúências, a demanda do sistema, o plano de expansão e os custos dos combustíveis das térmicas. Em particular, as incertezas quanto às futuras vazões hidrológicas do sistema correspondem às principais fontes de incerteza dos preços de energia. A ocorrência de vazões altas em um determinado período aumenta a geração hidroelétrica, diminui a geração térmica e, conseqüentemente, aumenta a probabilidade de o equilíbrio entre as curvas de oferta e demanda de energia resultar em um preço *spot* mais baixo. De forma análoga, se houver a ocorrência de baixas vazões hidrológicas a probabilidade do preço *spot* ser alto tende a ser mais elevada.

O conhecimento da evolução do preço *spot* ao longo do tempo é, portanto, de fundamental importância para a construção de uma estratégia de operação para um agente hidroelétrico. As informações contidas nesta evolução, juntamente com as das vazões de hidrologia, propiciam a determinação do uso ótimo da energia armazenada. Havendo uma grande tendência dos preços de energia no futuro serem mais altos que o atual, a melhor decisão do agente será provavelmente a de poupar a energia armazenada

¹² Em mercado imperfeito, o preço spot de energia é uma função da quantidade de energia ofertada por todos os demais agentes no mercado. Desta forma, a receita marginal de um agente não competitivo cresce ou diminui conforme as ofertas realizadas. Maiores detalhes sobre esta estrutura podem ser obtidos em [2].

hoje para utilizá-la posteriormente, vendendo-a a um preço mais elevado no MAE. Entretanto, a evolução dos preços *spot* de energia não é determinística pois, como visto no parágrafo anterior, estes preços são bastante influenciados pelas condições hidrológicas do sistema.

Uma vez que a decisão operativa de um agente *price taker* não afeta o valor do preço *spot* estabelecido pelo mercado e que existem incertezas quanto ao valor esperado deste preço *spot* no futuro, o planejamento da operação de um agente *price taker* deve ser efetuado com base em um conjunto de *cenários de preços spot* que representem, com uma razoável precisão, as possíveis evoluções dos preços *spot* do sistema para o período de operação.

6.4.1 Cenários de Evolução de Preços

A questão que se coloca de imediato é como obter cenários de evolução de preços *spot* de forma confiável. Existem, pelo menos, duas alternativas disponíveis para a obtenção de previsões de preços futuros de energia:

1. *utilização de um histórico de preços*: neste caso um modelo estocástico é ajustado às séries históricas de preços *spot* do sistema e com base nas informações destas séries são gerados cenários de preços *spot* futuros;
2. *simulação do sistema*: um modelo de despacho de geração é aplicado às principais fontes de incerteza do sistema, como por exemplo as condições hidrológicas. O sistema é simulado considerando tais condições e os preços *spot* são obtidos através da resolução do problema de despacho de geração.

A principal desvantagem da primeira alternativa é a falta de informação com relação à algumas alterações que podem ocorrer futuramente no sistema tais como o real valor da demanda do sistema, os custos de combustíveis das térmicas e o cronograma de entrada das novas usinas no sistema aumentando a oferta de energia no mercado. Estes pontos ausentes, assim como outras mudanças esperadas ou planejadas no sistema, podem ser

facilmente incorporados ao preço se adotada a opção de simular o sistema através de um modelo de despacho de geração.

O desenvolvimento de previsões de preços *spot* constitui um importante fator para todos os participantes do mercado [11, 16]. Para os geradores, em particular, a previsão de preços é essencial para o desenvolvimento de uma estratégia de operação, para o gerenciamento de riscos e para investimentos em novas unidades.

6.4.2 Escolha da Decisão

A estratégia de operação de um agente hidroelétrico *price taker* deve então ser construída com base nas possíveis evoluções de preços *spot* do sistema. Para cada valor esperado de preço *spot*, o agente determina a quantidade de energia a ser produzida levando em conta não somente o benefício de se utilizar as reservas hídricas de seu reservatório como também os possíveis valores de preços *spot* que podem vir a ocorrer no futuro.

Os preços *spot* de um período são estatisticamente correlacionados com os do período seguinte. Essa correlação se deve, principalmente, à correlação temporal existente entre as afluições do sistema. A ocorrência de vazões altas nos últimos meses aumenta a probabilidade da afluição no futuro ser alta. Desta forma, baixos preços *spot* associados a estas afluições tendem a se repetir no futuro.

Esta correlação dos preços *spot* em etapas sucessivas pode ser modelada através de uma distribuição de probabilidades. Para cada possível preço *spot* de uma dada etapa, associa-se um conjunto de probabilidades condicionais que representam as possibilidades deste preço *transicionar* (evoluir) para os outros possíveis preços *spot* na etapa seguinte.

Supondo, por exemplo, que existam K cenários de preços *spot* em cada etapa, as probabilidades de transição entre cada um dos k cenários de uma etapa para cada um dos s cenários na etapa seguinte podem ser modeladas através de uma *Cadeia de*

Markov, onde $p_{t+1}(k,s)$ representa a probabilidade do preço s ocorrer em $t+1$ dado que na etapa t ocorreu o preço k , e $\sum_{k=1}^S p_{t+1}(k,s) = 1$. Observe que a probabilidade de transicionar para qualquer preço em $t+1$ depende apenas do preço do sistema na etapa anterior, t . A Tabela 6.1 ilustra a matriz markoviana de transição de preços:

	π_{dt+1}^1	π_{dt+1}^2	...	π_{dt+1}^s	...	π_{dt+1}^S
π_{dt}^1	$p_{t+1}(1,1)$	$p_{t+1}(1,2)$		$p_{t+1}(1,s)$		$p_{t+1}(1,S)$
π_{dt}^2	$p_{t+1}(2,1)$	$p_{t+1}(2,2)$		$p_{t+1}(2,s)$		$p_{t+1}(2,S)$
π_{dt}^k	$p_{t+1}(k,1)$	$p_{t+1}(k,2)$		$p_{t+1}(k,s)$		$p_{t+1}(k,S)$
π_{dt}^K	$p_{t+1}(K,1)$	$p_{t+1}(K,2)$		$p_{t+1}(K,s)$		$p_{t+1}(K,S)$

Tabela 6.1 – Matriz Markoviana de Transição de Preços

A partir desta Cadeia de Markov, pode-se realizar uma melhor análise da evolução dos preços *spot* de energia no futuro. A decisão operativa de um agente *price taker* é então tomada com base nesta matriz de probabilidades de transição de preços cuja construção será descrita mais a diante.

A produção ótima de energia deste agente corresponde àquela que maximiza a sua renda *spot* ao longo de todo o período de operação. Obviamente, a decisão que melhor remunera o agente *hoje* constitui em fazer uso da maior quantidade possível de água armazenada em seu reservatório para produzir energia. Entretanto, esta pode não corresponder à decisão ótima pois, caso o preço *spot* seja mais elevado *amanhã* e o seu reservatório chegue deplecionado na etapa seguinte, o agente terá deixado de produzir e vender energia a um preço mais alto. Da mesma forma, se o agente resolve poupar as suas reservas hídricas *hoje* e *amanhã* o preço *spot* sofre uma significativa redução, sua decisão operativa se revelará um desastre.

Portanto, a estratégia de um agente hidroelétrico deve procurar maximizar o lucro *imediato*, resultante da venda da energia produzida hoje no MAE, mais o lucro *futuro* associado à decisão tomada. Devido ao desconhecimento do valor exato do preço *spot* e do nível de armazenamento em que se encontrará na etapa seguinte à decisão, o lucro futuro é representado por um conjunto de *funções de remunerações futuras* (FRF), que definem de forma aproximada o lucro esperado para cada possível estado de armazenamento e para cada possível preço *spot* da etapa seguinte. Cada uma destas funções é calculada a partir de um procedimento recursivo chamado Programação Dinâmica Estocástica Amostral (PDEA), similar ao procedimento de PDE, que será descrito mais a diante.

6.5 Formulação do Problema

O problema a ser resolvido por um agente hidroelétrico *price taker* consiste em, dada uma previsão de preços *spot* futuros, que no caso de um sistema hídrico é uma variável estocástica devido às incertezas quanto ao seu valor, estabelecer uma estratégia que maximize a sua renda esperada para todo o período de planejamento, levando em conta todas as restrições operativas relevantes.

Como visto na seção anterior, a decisão de um agente hidroelétrico *price taker* é tomada com base em uma distribuição de probabilidades de transição de preços de uma dada etapa para a imediatamente seguinte e no benefício de se utilizar a água armazenada em seu reservatório.

Para cada estágio t e cenário de preço *spot* s , o agente hidroelétrico resolve o seguinte problema de maximização de renda:

$$r_{tk} = \text{Max } u_t \times \rho \times \pi_{dt}^k + \sum_{s=1}^S p_{t+1}(k,s) \times \text{FRF}(v_{t+1}, \pi_{dt+1}^s) \quad (6.5)$$

sujeito às seguintes restrições operativas:

$$v_{t+1} = v_t - u_t - w_t + a_t \quad (6.5a)$$

$$v_t \leq \bar{v} \quad (6.5b)$$

$$u_t \leq \bar{u} \quad (6.5c)$$

onde,

r_{tk}	Remuneração esperada para o estágio t e cenário de preço k ;
u_t	Volume turbinado pela hidroelétrica no estágio t ;
w_t	Volume vertido pela hidroelétrica no estágio t ;
a_t	Afluência no estágio t ;
v_t	Volume inicial no estágio t ;
v_{t+1}	Volume final no estágio t ;
ρ	Coefficiente de produção da hidroelétrica;
π_{dt}^k	Preço <i>spot</i> do sistema no estágio t relativo ao cenário de preço k ;
s	Índice do cenário de preço no estágio $t+1$ (S é o número de cenários de preços);
k	Índice do cenário de preço no estágio t ;
$p_{t+1}(k,s)$	Probabilidade de transicionar do preço π_{dt}^k para o preço π_{dt+1}^s ;
$\text{FRF}(v_{t+1}, \pi_{dt+1}^s)$	Remuneração esperada futura no estado v_{t+1} para o preço <i>spot</i> π_{dt+1}^s ;
\bar{v}	Limite máximo de armazenamento do reservatório;
\bar{u}	Limite máximo de turbinamento da hidroelétrica.

As equações (6.5a), (6.5b) e (6.5c) representam as restrições de balanço hídrico e capacidade de armazenamento e turbinamento respectivamente.

Observe que a operação ótima de maximizar a renda para cada período t leva em conta o *tradeoff* entre a remuneração imediata, proveniente do uso da água dos seus reservatórios neste instante, e a remuneração futura. Esta situação, característica de um

sistema hidrotérmico, é similar ao *tradeoff* entre o custo imediato e o custo futuro do despacho centralizado visto anteriormente.

Enquanto o problema de despacho de mínimo custo de uma usina hidroelétrica possui apenas uma variável de estado, dada pelo nível de armazenamento de seu reservatório, o problema de maximização de renda (6.5) depende de uma segunda variável de estado: o preço *spot*. Para cada nível de armazenamento e para cada possível valor de preço *spot* em uma etapa t a usina determina a geração ótima que maximiza o seu lucro hoje mais a soma dos seus possíveis lucros futuros, associados a cada possível cenário de preço em $t+1$, ponderados pelas probabilidades de transição do preço na etapa t para cada um dos cenários de preços na etapa seguinte, $t+1$.

Observe que o problema de otimização (6.5) está formulado para um agente hidroelétrico *price taker* que se encontre localizado em uma bacia hidrográfica isolada, isto é, que não possua nenhuma outra usina à montante ou à jusante dele. Como visto no Capítulo 4, a remuneração *spot* de agentes hidroelétricos dispostos em uma “cascata” é distorcida devido a não compensação financeira do bem econômico “água”. Esta distorção, que se perpetua em uma operação descentralizada, pode tornar a operação do sistema não ótima, em particular, a dos agentes hidroelétricas a jusante da cascata. A implantação do Mercado Atacadista de Água em um sistema com operação descentralizada corrige esta distorção garantindo a eficiência operativa e econômica do sistema. Este assunto será abordado no próximo capítulo.

6.6 Metodologia

Para obtenção dos cenários de preços *spot*, neste trabalho, adotou-se por utilizar uma *amostra* de cenários de preços *spot* sorteadas *aleatoriamente* a partir de uma *população* de diferentes cenários de previsões de preços *spot* obtidos através da simulação do sistema hidrotérmico por meio de um modelo de operação de mínimo custo.

A utilização destas séries de preços de energia, geradas a partir de uma simulação de mínimo custo, só é possível uma vez que a hipótese básica deste estudo é a de que o

mercado elétrico no qual os agentes geradores participam é perfeitamente competitivo. De acordo com a teoria econômica, a competição de agentes em um mercado puro leva estes agentes a venderem o seu produto (energia) ao preço de custo de produção. Isto porque, do contrário, os agentes teriam um lucro econômico positivo cuja existência atrairia outros agentes a entrarem no mercado que, desta forma, passariam gradativamente a aumentar a oferta do produto. É importante observar que esta entrada no mercado ocorre sem nenhum ônus para os agentes, ou seja, não há barreiras para sua entrada. Desta maneira, uma vez que a oferta do produto aumenta, a tendência do preço do mercado é cair e se estabilizar novamente.

Em outras palavras, caso apareça no mercado uma oportunidade de lucratividade acima da média, haverá atuação dos participantes deste mercado, que irão aumentar a sua produção, e haverá também a entrada de novos participantes, que em conjunto, buscarão rapidamente tirar proveito da mesma. Desta maneira, estas oportunidades se extinguem e a situação retorna ao normal. Portanto, pode-se concluir que o preço de energia estabelecido em um mercado elétrico perfeitamente competitivo torna-se muito próximo ao seu custo de produção e conseqüentemente ao preço *spot* obtido em uma operação de mínimo custo.

A idéia básica da utilização da amostragem em um processo de previsão de preços *spot* é a de que a coleta e análise de dados relativos à alguns cenários da população proporcionam relevantes informações sobre toda a população de cenários de preços *spot*. A similaridade entre os elementos de uma população de cenários de preços *spot* e uma amostra aleatória desta população é atribuída à semelhança existente entre as vazões hidrológicas em cada período. Em uma estação chuvosa, por exemplo, as vazões hidrológicas a cada período tendem a ser mais altas levando conseqüentemente o sistema a produzir baixos preços *spot* nestes mesmos períodos. Estes preços *spot* preservam, desta forma, características semelhantes quanto aos seus valores. O sorteio de uma amostra aleatória produz, portanto, um conjunto de cenários de preços *spot* que representam adequadamente as características de toda a população.

A distribuição de probabilidades de transição de uma amostra de preços é calculada com base em uma segunda distribuição de probabilidades que representa as possibilidades de transição, em etapas sucessivas, de *classes de preços spot*. Cada classe representa um intervalo de preços *spot* definido de forma a agrupar preços com valores similares. A utilização de classes é comum quando as variáveis em estudo são contínuas, como é o caso do preço de energia, o que facilita a contagem da frequência com que cada valor ocorre. A quantidade de classes, em geral, varia entre 5 a 20 dependendo da quantidade e da variabilidade dos valores a serem estudados. Os intervalos destas classes são determinados de forma conveniente de maneira que seus pontos médios coincidam, na maior parte das vezes, com o valores observados, evitando desta forma, erros de agrupamento.

A população de cenários de preços *spot* é então classificada em relação a estas classes pré-determinadas, verificando-se, em cada etapa, à qual classe pertence cada preço de energia. Ao final, tem-se, para cada etapa de estudo, um conjunto de preços *spot* para cada classe de preços estipulada, em outras palavras, obtêm-se as frequências destas séries de preços *spot* em cada classe de preço definida.

Uma vez classificada toda a *população* de cenários de preços e, portanto, definida a concentração de preços *spot* em cada classe estipulada a cada etapa, é possível calcular as probabilidades de transição entre as *classes* de preços em etapas sucessivas. A probabilidade de uma classe da etapa t transicionar para uma outra classe de preço em $t+1$ é dada pela razão entre a quantidade de preços *spot* contidos na classe da etapa t cuja evolução para a etapa seguinte resultou em preços pertencentes à segunda classe, e a quantidade total de preços pertencentes à classe da primeira etapa.

A matriz *markoviana* de probabilidades de transição dos preços da *amostra* é então calculada com base nesta matriz de probabilidades de transição entre as classes de preços *spot*. A probabilidade de um preço k em uma etapa t da amostra transicionar para um preço s na etapa seguinte é dada pela razão entre a probabilidade de se transicionar da *classe* à qual pertence o preço k para a *classe* à qual s pertence e a quantidade de preços pertencentes à esta última classe.

Uma vez obtida esta matriz de probabilidades de transição entre as séries de preços da amostra, o problema (6.5) pode ser então resolvido através de um procedimento de Programação Dinâmica a ser descrito a seguir.

6.7 Programação Dinâmica Estocástica Amostral

A seguir será apresentada a técnica de *Programação Dinâmica Estocástica Amostral* [44], semelhante à técnica PDE descrita no Capítulo 3, utilizada para a construção das Funções de Remuneração Futura. Este procedimento calcula a renda *spot* esperada para cada estado (nível de armazenamento, por exemplo) e variável aleatória (preço *spot*) do sistema levando em conta as probabilidades de transição associadas à estas variáveis em etapas sucessivas de operação.

- a) para cada estágio t define-se um conjunto de possíveis *estados do sistema*, por exemplo, níveis de armazenamento 100%, 90%, etc. até 0% e uma amostra de variáveis aleatórias, que neste caso serão os preços *spot* de energia. A Figura 6.1 ilustra a definição dos estados para um reservatório. Supõem-se conhecidos o armazenamento inicial e o preço *spot* no primeiro estágio, e que o tamanho da amostra de cenários de preços *spot* para cada etapa seja igual a K .

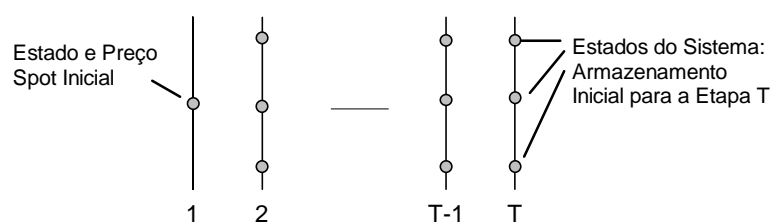


Figura 6.1 - Definição dos Estados do Sistema

- b) O processo inicia-se pelo último estágio, T , resolvendo-se o problema de maximização de renda (6.5) para cada estado do sistema, definido no passo (a), e possível cenário de preço *spot* da amostra. Por se tratar do último estágio, supõe-se que a FRF seja nula. Esta operação gera K remunerações futuras, uma para cada

preço *spot* da amostra. Obtêm-se, desta forma, os primeiros pontos das FRF como ilustra a Figura 6.2:

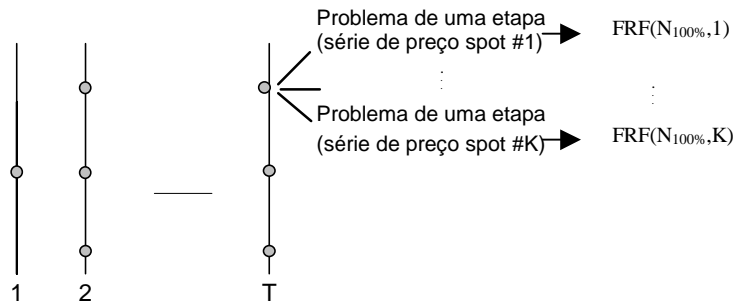


Figura 6.2 - Cálculo da decisão ótima para cada cenário de preço spot

- c) Repetir o processo para os demais estados do sistema do estágio T . As rendas resultantes constroem as FRF para a etapa $T-1$ como ilustra a Figura 6.3:

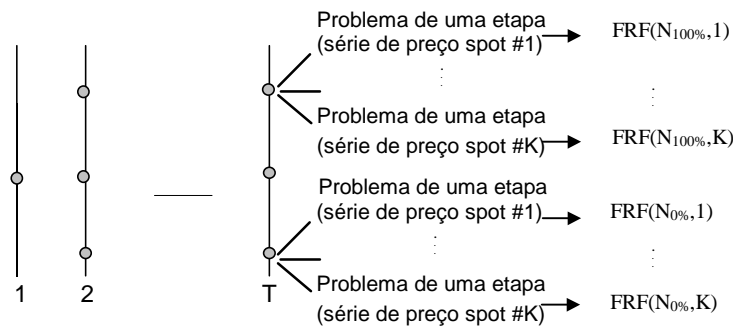


Figura 6.3 - Cálculo da FRF para a etapa T-1

- d) Novamente, repete-se o processo descrito para todos os estados de armazenamento definidos para as etapas $T-1, \dots, 2$ como ilustra a Figura 6.4. Observa-se que agora o objetivo, em cada estado e para cada série de preço k da amostra, é maximizar a renda imediata na etapa $T-1$ mais a renda esperada dada pela soma das funções de remunerações futuras, associadas aos cenários de preços da etapa seguinte, ponderadas pelas probabilidades de transição do preço k , em $T-1$, para os demais preços de energia da amostra da etapa T , $p(t+1, k, s)$.

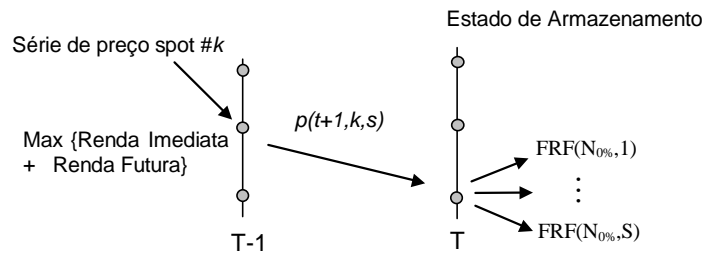


Figura 6.4 - Cálculo do lucro operativo da etapa T-1 e da FRF da etapa T-2

O resultado final do esquema de PDEA (a)-(d) é um conjunto de funções de renda futura $FRF(v_{t+1}, \#k)$ para cada estágio t e nível de armazenamento do reservatório. Em resumo, a FRF é construída por um procedimento recursivo que requer o cálculo das decisões ótimas de produção para cada estágio, estado e série de preço *spot*.

6.8 Estudo de Caso – Operação Mínimo Custo x Operação Descentralizada

Como mencionado no início deste capítulo, espera-se que a operação baseada em ofertas de agentes hidroelétricos em um mercado com competição perfeita não reduza os benefícios obtidos quando comparada com a sua operação centralizada de mínimo custo. Esta questão será analisada e discutida através de um estudo de caso, montado a partir de dados do sistema brasileiro, que procurará reproduzir cada tipo de operação (baseada em ofertas e de mínimo custo) com base nas metodologias apresentadas neste capítulo e no Capítulo 3.

6.8.1 Descrição do Sistema

O sistema hidrotérmico considerado neste estudo corresponde ao mesmo sistema apresentado e utilizado no estudo de caso da Seção 5.9 do capítulo anterior. Entretanto, considerar-se-á agora as hidroelétricas A, B e C instaladas em bacias hidrográficas distintas conforme a topologia apresentada na Figura 6.5:

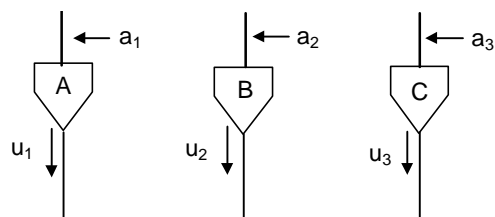


Figura 6.5 – Topologia do Sistema

A Tabela 6.2 a seguir apresenta as características físicas destas usinas hidroelétricas utilizadas nas simulações:

Nome	Potência Instalada (MW)	Volume Máximo (Hm ³)	Volume Mínimo (Hm ³)	Coefic. de Produção (MWh/m ³ /s)	Turb. Máximo (m ³ /s)	Turb. Mínimo (m ³ /s)	Volume Inicial (Hm ³)
A	47000	501250	14000	1.0000	47000	15000	300000
B	1312	22950	5733	0.7450	1761	196	16000
C	478	4040	1540	0.3144	1520	247	2000

Tabela 6.2 - Características da Usinas Hidroelétricas A, B e C

As usinas hidroelétricas B e C pertencem a agentes de mercado distintos também denominados B e C. A usina hidroelétrica A, por sua vez, representa um modelo equivalente da região sudeste para o sistema elétrico brasileiro e é responsável por "ditar" o preço *spot* do sistema tornando os agentes geradores B e C *tomadores* de preço, isto é, com pouca ou nenhuma influência sobre o cálculo do preço *spot* do sistema.

A Tabela 6.3 ilustra o conjunto de usinas térmicas, selecionadas a partir do parque gerador da região Sudeste, utilizadas nas simulações do estudo. Todas as térmicas são consideradas no modelo como sendo usinas *price takers*, ou seja, as ofertas de preço destas usinas não ultrapassam o valor dos seus custos unitários de produção.

Usina	Potência Instalada (MW)	Custo Operativo (\$/MWh)
T ₁	657	8.5
T ₂	1309	8.5
T ₃	480	15.6
T ₄	131	19.2
T ₅	32	38.7
T ₆	84	38.7
T ₇	84	38.7
T ₈	220	38.7
T ₉	220	38.7
T ₁₀	36	40.4
T ₁₁	200	40.6
T ₁₂	270	40.6
Total	3723	

Tabela 6.3 – Características das Usinas Térmicas

A demanda do sistema corresponde à da região Sudeste para o ano de 2000. O período de estudo foi de 5 anos discretizados em etapas mensais. Dois anos foram adicionados ao último mês para evitar o deplecionamento dos reservatórios na última etapa do período de planejamento.

6.8.2 Descrição do Estudo

O objetivo do estudo é analisar o comportamento de um agente hidroelétrico *price taker* (sua produção de energia e remuneração spot) em um ambiente de livre oferta comparando-o com o do despacho centralizado de mínimo custo do sistema.

Para esta análise foram realizadas duas simulações com hipóteses distintas, a saber:

- Determinação de uma política operativa e simulação de mínimo custo do sistema descrito utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 3. Foram utilizados 2000 cenários de vazões hidrológicas obtidos a partir de um modelo estocástico de vazão. Para cada um destes cenários foram obtidas as produções de energia (MWh) e as

remunerações MAE (k\$) de cada usina hidroelétrica, além dos preços *spot* de energia (\$);

- Determinação de uma política operativa e simulação de maximização de renda de um agente hidroelétrico *price taker* fazendo uso, para tal, da metodologia apresentada neste capítulo. O procedimento recursivo de Programação Dinâmica Estocástica Amostral foi implementado para determinar as funções de remunerações futuras em cada etapa de operação.

Os cenários de evoluções de preços *spot*, e os de vazões hidrológicas correspondentes, utilizados como base de entrada para o modelo de operação descentralizada, foram obtidos a partir da simulação de mínimo custo do sistema realizada com as 2000 séries de hidrologia.

As classes de preços *spot* consideradas para a classificação desta população de cenários se encontram descritas na Tabela 6.4:

Classe	Intervalo de Preços (\$/MWh)	Classe	Intervalo de Preços (\$/MWh)
1	0 – 5	11	51 – 60
2	6 – 10	12	61 – 70
3	11 – 15	13	71 – 80
4	16 – 20	14	81 – 100
5	21 – 25	15	101 – 120
6	26 – 30	16	121 – 160
7	31 – 35	17	161 – 200
8	36 – 40	18	201 – 300
9	41 – 45	19	301 – 400
10	46 – 50	20	401 – 540

Tabela 6.4 – Classe de Preços Spot

A matriz markoviana de probabilidades de transição de preços foi calculada a partir de uma amostra aleatória de 300 séries de preços sorteadas da população de 2000 cenários de preços *spot*.

Para cada simulação da operação de maximização de renda foram obtidas as produções de energia (MWh) e as remunerações MAE (\$) do agente *price taker* em cada estágio de operação.

O modelo computacional que simula a operação de maximização de renda de um *agente price taker* foi implementado utilizando a linguagem de programação Fortran e executado em um computador Pentium III com 256 MB de memória RAM. O tempo de processamento médio deste modelo foi de aproximadamente 5 minutos. O algoritmo deste modelo se encontra descrito no Anexo C deste trabalho.

Os resultados das simulações efetuadas para o sistema hidrotérmico descrito são analisadas e discutidas a seguir.

6.8.3 Preço Spot do Sistema

A Figura 6.6 abaixo ilustra os preços *spot* médios (\$/MWh) do sistema obtidos a partir das simulações dos modelos de mínimo custo e de ofertas de energia.

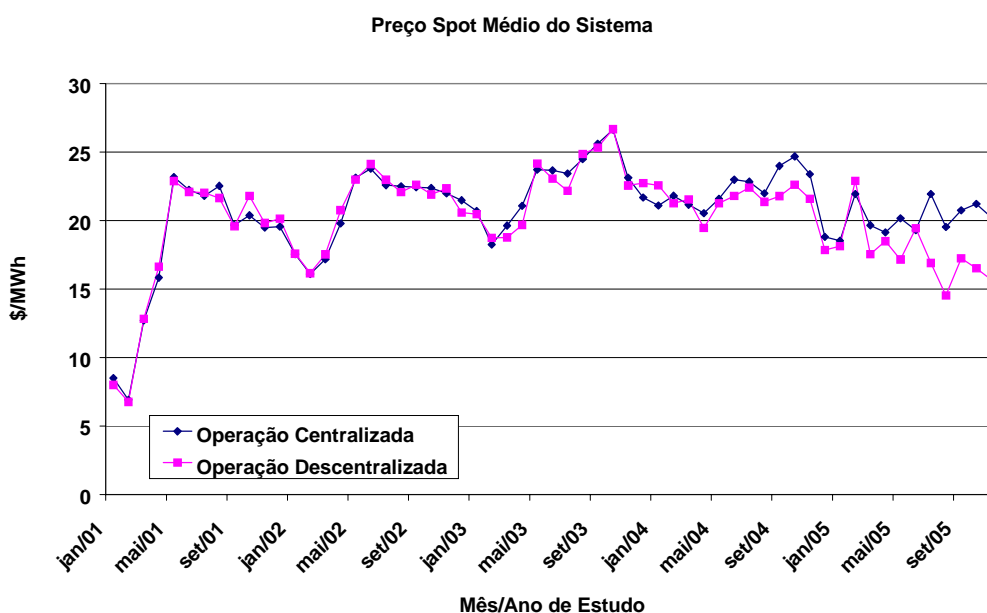


Figura 6.6 – Preço Spot Médio do Sistema

Observa-se que a amostra de 300 séries sorteadas aleatoriamente, a partir de uma população de cenários de preços *spot* produzidos pelo modelo de mínimo custo, resultou em valores de preços *spot* próximos¹³ aos valores médios de sua população para cada estágio do estudo. Ou seja, os cenários de preços utilizados para simular o despacho baseado em ofertas de um modo geral respeitam as condições de mercado perfeito necessárias para o estudo do comportamento de agentes *price takers*.

A seguir serão apresentados os resultados energéticos e financeiros oriundos das simulações realizadas. Por simplicidade, serão apresentados apenas os resultados da usina hidrelétrica *price taker* C, porém as conclusões obtidas a partir destes resultados podem ser estendidas para a usina hidrelétrica, também *price taker*, B.

¹³ As diferenças apresentadas se devem principalmente à variação amostral das séries de preços e, no caso dos últimos períodos de estudo, ao efeito do deplecionamento dos reservatórios do sistema.

6.8.4 Produção Média de Energia

A Figura 6.7 apresenta a geração esperada de energia (GWh), em cada etapa do período, da hidroelétrica C para cada um dos modelos de operação discutidos:

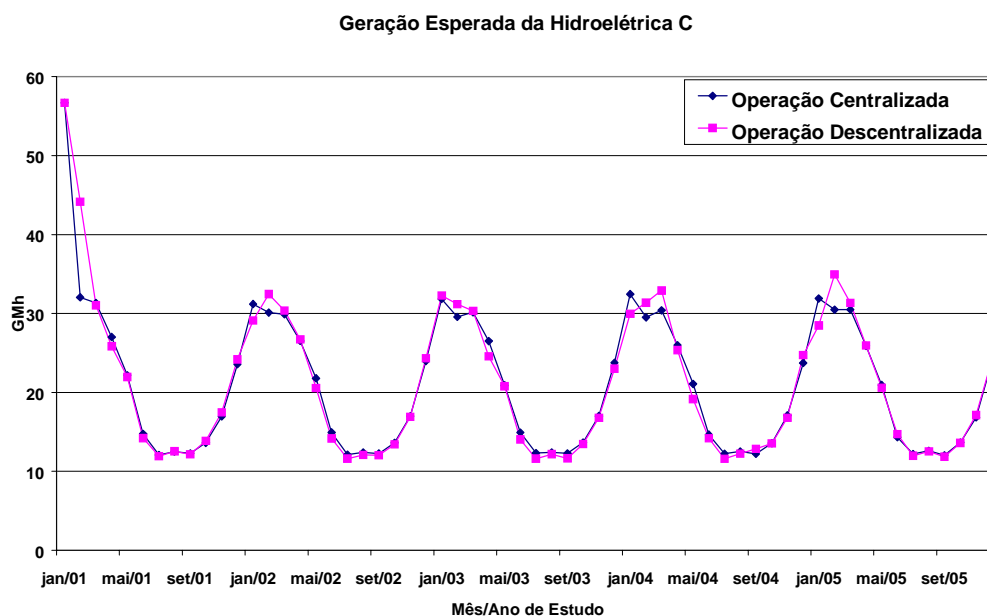


Figura 6.7 – Geração Esperada da Hidroelétrica C

Observa-se que a produção média de energia deste agente na operação de mínimo custo do sistema resultou em valores bem próximos aos de sua operação baseada em um esquema de ofertas. Isto ocorre porque, embora os *objetivos* do agente sejam diferentes em cada tipo de operação (minimizar o custo operativo do sistema, no primeiro, e maximizar individualmente sua remuneração *spot*, no segundo), as *estratégias* de operação são as mesmas: procurar utilizar a água armazenada em seu reservatório para produzir energia sempre que o preço *spot* estiver mais elevado.

Desta forma, em um despacho centralizado, o agente hidroelétrico estará contribuindo para a diminuição do custo operativo do sistema pois um uso mais intensivo da energia armazenada reduzirá consequentemente a produção de energia pelas usinas térmicas. Por sua vez, em uma operação de livre oferta, o aumento da oferta de energia hidro pelo

agente, ao ser valorizada à um preço spot mais elevado, lhe proporcionará de imediato uma maior remuneração *spot*.

Pode-se concluir portanto que, em um mercado eficiente onde *todos* os agente são *tomadores* de preços, isto é, possuem pouca ou nenhuma influência sobre o preço, a geração do sistema obtida por um despacho baseado em ofertas não é comprometida uma vez que *todos* os geradores, com o intuito de maximizar suas rendas individuais, produzirão quantidades de energia semelhantes às de uma operação de mínimo custo.

Todavia, é importante ressaltar que em um mercado imperfeito, esta afirmação pode não ser garantida devido a possibilidade de manipulação do preço *spot* através de ofertas estratégicas de energia por parte de agentes hidroelétricos *price makers* [2,7].

6.8.5 Remuneração Média Spot

Dado que a produção de energia em ambas as operações foram semelhantes e que os preços *spot* médios do sistema têm aproximadamente também o mesmo valor, espera-se que a remuneração da hidroelétrica C em um despacho baseado em ofertas seja também semelhante à sua remuneração em um despacho de mínimo custo, o que pode ser constatado através da Figura 6.8 a seguir:

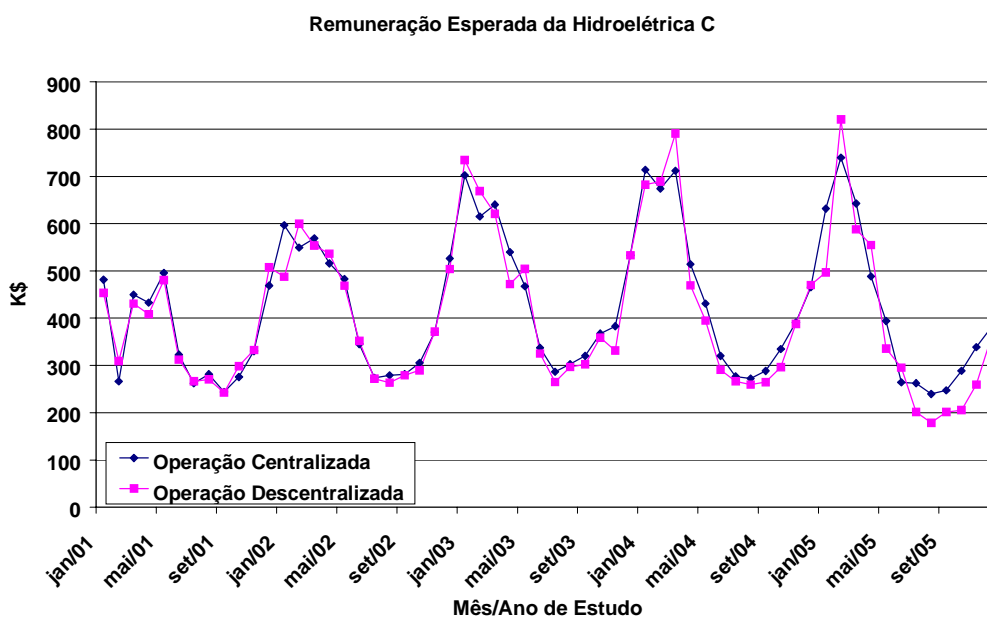


Figura 6.8 – Remuneração Esperada da Hidroelétrica C

7 OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE USINAS EM CASCATA

7.1 Introdução

No capítulo anterior, foram investigadas as estratégias de ofertas de agentes hidroelétricos *price takers* no setor de geração de energia elétrica. Neste capítulo, serão analisadas em particular as estratégias de operação de agentes hidroelétricos localizados em uma mesma bacia hidrográfica. Inicialmente, será mostrada a existência de uma ineficiência operativa e verificada a falta de incentivos para a realização da expansão do sistema de geração. Em seguida, será proposto o Mercado Atacadista de Água, nos moldes do apresentado e descrito no Capítulo 5, com a finalidade de restituir os sinais econômicos das usinas hidroelétricas instaladas em cascata.

7.2 A Ineficiência Operativa

No capítulo anterior, verificou-se que, na existência de um mercado perfeitamente competitivo, a operação descentralizada de usinas hidroelétricas isoladas converge para a operação de mínimo custo do mesmo sistema. Conforme discutido, isto ocorre porque, em ambos os tipos de operação, além dos preços de mercado serem análogos os interesses dos agentes são semelhantes: procurar utilizar suas reservas hídricas toda vez que o preço *spot* de energia estiver elevado; na primeira operação com o intuito de maximizar a sua remuneração *spot* e, na segunda, com o propósito de diminuir o custo operativo do sistema.

Além disso, o fato das usinas hidroelétricas estarem localizadas em bacias hidrográficas distintas permite que a operação individual de cada usina não influencie a operação da outra: como não existe vínculo hidráulico entre as mesmas, a produção de energia de cada hidroelétrica depende apenas de suas vazões naturais e de sua energia armazenada (caso tenha reservatório), e não de defluências¹⁴ de outras hidroelétricas.

¹⁴ Soma dos volumes turbinados e vertidos por uma hidroelétrica.

Esta semelhança, entretanto, não pode ser garantida em sistemas que possuam diferentes grupos econômicos (agentes de mercado) controlando usinas hidroelétricas em cascata. Em ambiente de mercado, como estes agentes são livres para operar as suas unidades geradoras, as decisões operativas ótimas que maximizam as suas remunerações *spot* podem resultar em volumes armazenados e defluídos de água diferentes aos necessários para que haja a correta operação das hidroelétricas a jusante. Desta forma, a estratégia de operação adotada por uma empresa, proprietária de uma hidroelétrica a montante, pode afetar a produção de energia das demais hidroelétricas situadas a jusante, causando por consequência uma “desotimização” do sistema.

Conforme analisado no Capítulo 5, parte da energia produzida por uma usina hidráulica em uma cascata deve-se ao volume de água armazenada ao longo do tempo pelos reservatórios a montante da mesma. Ou seja, a vazão natural afluyente à esta hidroelétrica é parcialmente retida pelos reservatórios a montante para que a sua produção de energia seja regularizada durante o período de operação. Em um despacho centralizado, esta regularização do sistema ocorre de forma natural uma vez que, para minimizar o custo de operação do sistema, é imprescindível *transferir* energia hidro dos períodos úmidos para os secos, a fim de diminuir os gastos com a produção de energia térmica.

Entretanto, em uma operação descentralizada, embora os reservatórios do sistema realizem igualmente esta regularização, o volume por eles armazenado tenderá a ser de quantidade suficiente para garantir apenas as *operações individuais* de seus respectivos geradores, sem que haja maiores preocupações com a operação ótima (mínimo custo) do sistema. Portanto, usinas a jusante cuja produção de energia depende destas vazões regularizadas podem ter suas ofertas de energia reduzidas no mercado.

Vale ressaltar, entretanto, que se *todas* as usinas da cascata fossem de um mesmo proprietário, este problema não existiria pois não haveria interesse por parte de um agente em prejudicar a produção de suas usinas a jusante, caso isto resultasse em uma remuneração *spot* esperada menor. Se assim o fizesse, o agente estaria contrapondo-se ao seu interesse de mercado.

Como consequência destas discussões, verifica-se que os reservatórios do sistema, responsáveis por armazenar parte da vazão afluyente nos períodos úmidos para o sistema fazer uso a posteriori em períodos hidrologicamente desfavoráveis, não possuem incentivos econômicos para realizar este procedimento de fundamental importância para o sistema.

Um outro problema iminente e importante de se mencionar é a falta de interesse por parte de agentes e investidores do setor em adquirir, ou até mesmo construir, reservatórios com potencial elevado para regularização de energia no sistema. A menos que hajam nestes reservatórios unidades geradoras suficientes para aproveitar a capacidade de armazenamento, os investimentos neste tipo de ativo não seriam compensados financeiramente pelo esquema de pagamento *spot* adotado.

O caso da Argentina é bem ilustrativo: quando as hidrelétricas da Argentina foram privatizadas, o valor econômico atribuído às usinas foi calculado em função dos fluxos de caixa com as remunerações *spot* das mesmas. Em outras palavras, as usinas com pouca geração de energia (em geral localizadas a montante) foram subavaliadas enquanto as usinas a jusante foram superavaliadas. Como foram vendidas todas as usinas da cascata, o *total arrecadado* pelas privatizações foi correto. Entretanto ao se adotar esta alternativa, a construção de novas usinas na cascata foi inevitavelmente abalada: não há incentivo algum para grupos privados construírem usinas “de cabeceira” com poder de regularização das vazões afluentes para as usinas localizadas a jusante na mesma cascata.

Por fim, há de se considerar ainda a possibilidade de práticas anti-competitivas de empresas proprietárias de reservatórios, com ou sem unidades geradoras, situados na cabeceira de uma cascata com o intuito de prejudicar seus competidores a jusante. Pode haver, por exemplo, a não regularização intencional ou o represamento constante de suas vazões em seus reservatórios a fim de impedir ganhos financeiros pelas usinas a

jusantes e, desta forma, *forçar* a saída dos agentes proprietários destas do mercado elétrico¹⁵.

Parece, portanto, justificável concluir que a operação individualista de usinas hidroelétricas em cascata possa resultar em menor eficiência que a operação de mínimo custo de todo o sistema.

Esta ineficiência será ilustrada na seção seguinte através de um estudo de caso, montado a partir de dados do sistema elétrico brasileiro, onde são analisadas as decisões e estratégias de agentes hidroelétricos *price takers* localizados em cascata em uma operação descentralizada. Comparar-se-ão os resultados obtidos com os resultantes da operação de mínimo custo do mesmo sistema.

7.3 Estudo de Caso – A Ineficiência Operativa

7.3.1 Descrição do Sistema

O sistema hidrotérmico considerado neste estudo corresponde ao mesmo sistema apresentado e utilizado no estudo de caso da Seção 5.9. As usinas hidroelétricas A, B e C analisadas estão instaladas segundo a topologia apresentada na Figura 7.1.

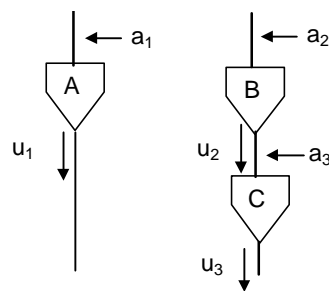


Figura 7.1 – Topologia do Sistema

¹⁵ Esta prática é denominada *dumping*.

A Tabela 7.1 a seguir apresenta as características físicas destas usinas hidroelétricas utilizadas nas simulações:

Nome	Potência Instalada (MW)	Volume Máximo (Hm ³)	Volume Mínimo (Hm ³)	Coefic. de Produção (MWh/m ³ /s)	Turb. Máximo (m ³ /s)	Turb. Mínimo (m ³ /s)	Volume Inicial (Hm ³)
A	47000	501250	14000	1.0000	47000	15000	300000
B	1312	22950	5733	0.7450	1761	196	16000
C	478	4040	1540	0.3144	1520	247	2000

Tabela 7.1 - Características da Usinas Hidroelétricas A, B e C

As usinas hidroelétricas B e C pertencem a agentes de mercado distintos também denominados B e C. A usina hidroelétrica A, por sua vez, representa um modelo equivalente da região sudeste do sistema elétrico brasileiro e é responsável por “ditar” o preço *spot* do sistema tornando os agentes geradores B e C *tomadores* de preço, isto é, com pouca ou nenhuma influência sobre o cálculo do preço *spot* do sistema.

A Tabela 7.2 ilustra o conjunto de usinas térmicas, selecionadas a partir do parque gerador da região Sudeste, utilizadas nas simulações do estudo. Todas as térmicas são consideradas no modelo como sendo usinas *price takers*, ou seja, as ofertas de preço destas usinas não ultrapassam o valor dos seus custos unitários de produção.

Usina	Potência Instalada (MW)	Custo Operativo (\$/MWh)
T ₁	657	8.5
T ₂	1309	8.5
T ₃	480	15.6
T ₄	131	19.2
T ₅	32	38.7
T ₆	84	38.7
T ₇	84	38.7
T ₈	220	38.7
T ₉	220	38.7
T ₁₀	36	40.4
T ₁₁	200	40.6
T ₁₂	270	40.6
Total	3723	

Tabela 7.2 – Características das Usinas Térmicas

A demanda do sistema corresponde à da região Sudeste para o ano de 2000. O período de estudo foi de 5 anos discretizados em etapas mensais. Dois anos foram adicionados ao último mês para evitar o deplecionamento dos reservatórios na última etapa do período de planejamento.

7.3.2 Descrição do Estudo

O objetivo do estudo é analisar o comportamento de agentes hidroelétricos, proprietários de unidades geradoras instaladas em cascata, em uma operação descentralizada.

Para esta análise foram realizadas duas operações distintas, a saber:

- Determinação de uma política operativa e simulação de mínimo custo do sistema utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 3. Foram utilizados 2000 cenários de vazões hidrológicas obtidos a partir de um modelo estocástico de vazão. Para

cada simulação realizada obteve-se o preço *spot* (\$/MWh) de energia em cada etapa de operação;

- Determinação de uma política operativa e simulação de maximização de renda para os agentes hidroelétricos *price takers* B e C fazendo uso, para tal, da metodologia apresentada no Capítulo 6. O procedimento recursivo de Programação Dinâmica Estocástica Amostral foi implementado para a determinação das funções de remunerações futuras de cada agente em cada etapa de operação.

Os cenários de evoluções de preços *spot*, e os de vazões hidrológicas correspondentes, utilizados como base de entrada para o modelo de operação descentralizada, foram obtidos a partir da simulação de mínimo custo do sistema realizada com as 2000 séries de hidrologia.

As classes de preços *spot* consideradas para a classificação desta população de cenários se encontram descritas na Tabela 7.3:

Classe	Intervalo de Preços (\$/MWh)	Classe	Intervalo de Preços (\$/MWh)
1	0 – 5	11	51 – 60
2	6 – 10	12	61 – 70
3	11 – 15	13	71 – 80
4	16 – 20	14	81 – 100
5	21 – 25	15	101 – 120
6	26 – 30	16	121 – 160
7	31 – 35	17	161 – 200
8	36 – 40	18	201 – 300
9	41 – 45	19	301 – 400
10	46 – 50	20	401 – 540

Tabela 7.3 – Classes de Preços Spot

A matriz markoviana de probabilidades de transição de preços foi calculada para uma amostra de 300 séries de preços sorteadas aleatoriamente a partir da população de 2000 cenários de preços *spot* fornecidos pelo modelo de mínimo custo.

Para cada simulação das operações descritas (mínimo custo e maximização de renda) foram obtidas as produções de energia (MWh), as remunerações MAE (k\$) e as energias armazenadas (GWh) dos agentes *price takers* B e C em cada estágio de operação.

O modelo computacional que simula a operação de maximização de renda de um *agente price taker*, considerando as restrições operativas relevantes para um sistema composto por hidroelétricas em cascata, foi implementado utilizando a linguagem de programação Fortran e executado em um computador Pentium III com 256 MB de memória RAM. O tempo de processamento médio deste modelo foi de aproximadamente 5 minutos.

Os resultados das simulações efetuadas para o sistema hidrotérmico descrito são analisadas e discutidas a seguir através dos valores anuais médios obtidos para cada agente hidroelétrico *price taker* do sistema.

7.3.3 Produção Média de Energia

As Figuras 7.2 e 7.3 apresentam respectivamente as produções de energia (GWh) das usinas hidroelétricas B e C em ambas as operações simuladas e ainda a diferença percentual entre seus valores obtidos nestas operações:

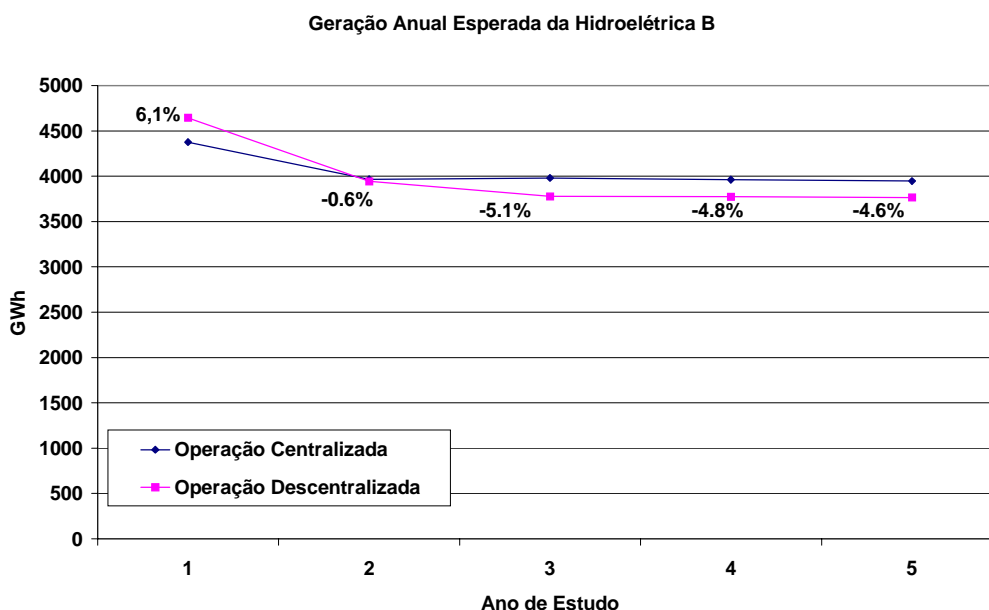


Figura 7.2 – Geração Anual Esperada da Hidroelétrica B (Montante)

Observa-se que, no despacho descentralizado, as ofertas de energia realizadas pela hidroelétrica B, a montante da cascata, mantiveram-se próximas¹⁶ aos volumes de energia produzidos na operação de mínimo custo do sistema. Em termos de valor esperado para todo o período de operação, a geração de energia obtida no despacho baseado em ofertas foi cerca de 1.6% inferior à geração obtida no despacho centralizado.

A semelhança entre as produções energéticas de ambos os tipos de operação ocorre porque esta hidroelétrica, por estar a montante da cascata, possui sua operação independente da operação da hidroelétrica a jusante. Desta forma, esta usina formula a sua estratégia ótima de geração *individualmente* como se fosse uma usina isolada no sistema. Como visto no capítulo anterior, a operação descentralizada de usinas localizadas em bacias hidrográficas distintas é análoga a operação de mínimo custo.

¹⁶ Adotou-se neste trabalho um intervalo de confiança de 5% para a validação dos valores *totais* esperados ao longo do período de estudo.

Este resultado, no entanto, não pode ser estendido para a hidroelétrica C, a jusante da cascata. Como de conhecimento, a operação ótima desta usina depende dos volumes de água defluídos pela hidroelétrica B a montante.

A Figura 7.3 ilustra as gerações anuais médias da hidroelétrica C em ambos os tipos de operações realizadas.

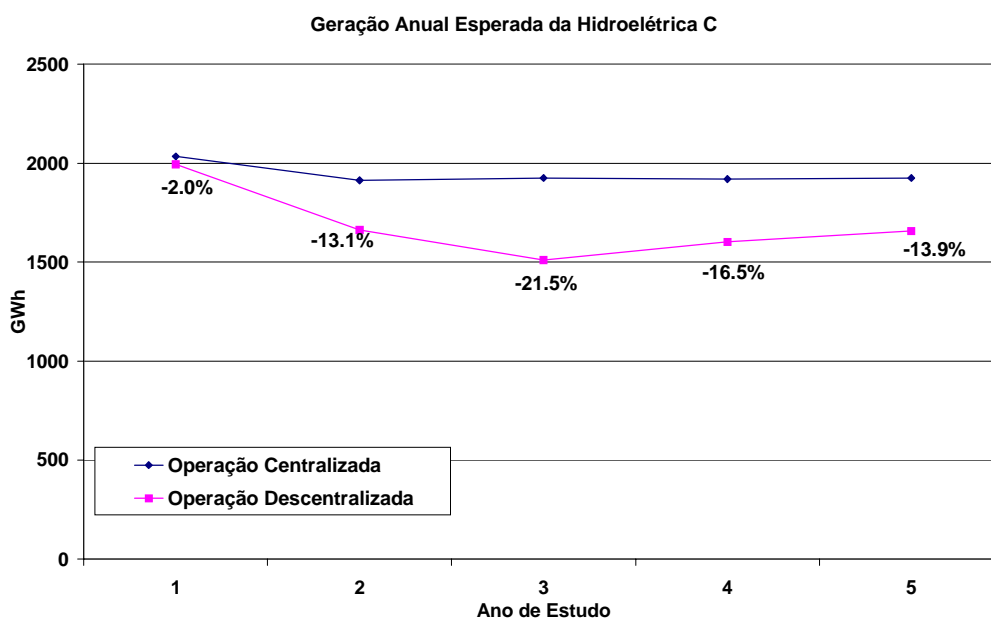


Figura 7.3 – Geração Anual Esperada da Usina C (Jusante)

Conforme o esperado, a produção de energia da hidroelétrica C foi sensivelmente afetada quando a mesma foi submetida a um despacho baseado em ofertas. A operação desta usina em ambiente de mercado produziu uma oferta total de energia, para o período em estudo, cerca de 13% menor que o volume de energia produzido pela operação de mínimo custo.

Convém mencionar que, embora a geração esperada da usina hidroelétrica B fosse semelhante em ambos os tipos de operação, a operação da mesma em um mercado competitivo reduziu consideravelmente a oferta de energia da hidroelétrica C.

7.3.4 Energia Armazenada

Uma outra importante variável a ser analisada neste estudo é a diferença entre a energia armazenada média da hidroelétrica B nos dois tipos de operação.

A Figura 7.4 ilustra graficamente a evolução da energia armazenada (GWh) no reservatório da hidroelétrica B nas operações de mínimo custo do *sistema* e de maximização de renda *individual*. Estes valores são obtidos através do produto do volume armazenado (hm^3) em B, convertido para m^3/s , pelo coeficiente de produção da hidroelétrica ($\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$) e pelo número de horas do ano.

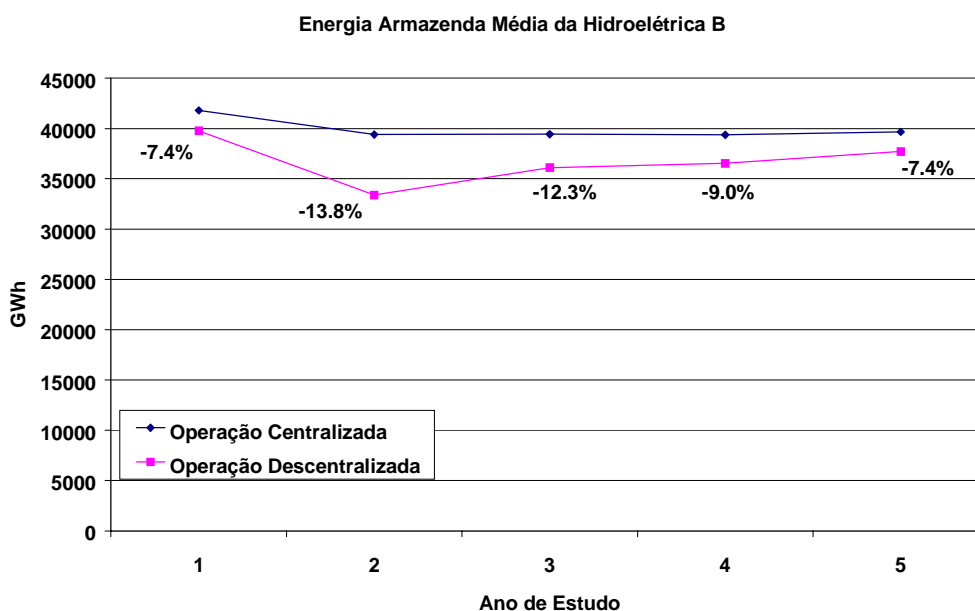


Figura 7.4 – Energia Armazenada Média da Hidroelétrica B (Montante)

Verifica-se que a regularização da vazão afluente durante a operação descentralizada é sempre menor que a realizada no despacho centralizado do sistema. A operação *individualista* da hidroelétrica B resultou em um volume armazenado esperado cerca de 10% menor quando comparado com o da operação de mínimo custo.

É importante observar que, mesmo seu reservatório estando em níveis mais baixos de armazenamento, o volume de água existente no mesmo foi suficiente para garantir a

produção de energia da hidroelétrica B. A explicação é que para esta usina não é necessário armazenar um volume elevado de água dado que com uma quantidade inferior da mesma já é possível obter a sua produção ótima de energia.

Entretanto, este baixo nível de armazenamento diminui a vazão lateral afluente a hidroelétrica C causando, por consequência, uma redução em sua produção de energia. Desprovida de uma quantidade maior de água para produzir energia, esta usina é obrigada então a reduzir a sua oferta de energia no mercado.

7.3.5 Remunerações Spot Médias

As Figuras 7.5 e 7.6 a seguir apresentam as remunerações *spot* individuais anuais esperadas para as usinas hidroelétricas *price takers* para o período de estudo. Os valores apresentados estão em milhões de Reais. São apresentadas ainda as diferenças percentuais dos valores obtidos na operação descentralizada em relação aos resultantes da operação centralizada.

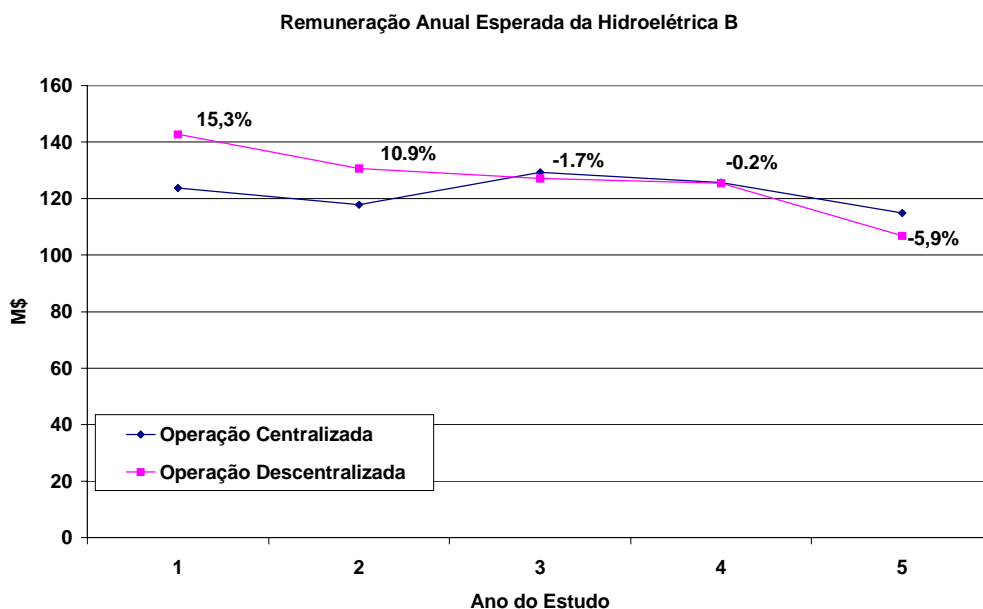


Figura 7.5 – Remuneração Spot Anual Esperada da Usina B (Montante)

Verifica-se que a remuneração total esperada¹⁷ da hidroelétrica B em sua operação de maximização de renda foi 3.5% superior à remuneração total esperada resultante de sua operação centralizada.

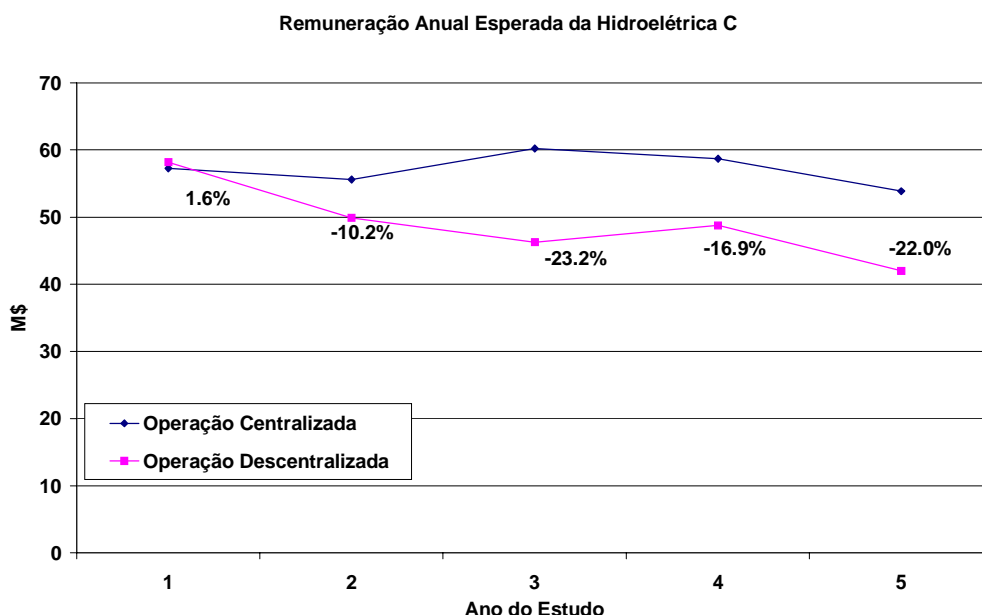


Figura 7.6 – Remuneração Spot Anual Esperada da Usina C (Jusante)

Por sua vez, a remuneração *spot* anual da hidroelétrica C, em sua operação de maximização de renda, foi, na maior parte dos anos de estudo, inferior à obtida em seu despacho de mínimo custo. É de certa forma natural que isto tenha ocorrido, uma vez que a oferta de energia desta usina no mercado foi reduzida. Nota-se ainda, a partir da Figura 7.6, que a remuneração total esperada para esta hidroelétrica na operação descentralizada foi cerca de 14% menor que a obtida em sua operação centralizada.

¹⁷ Foi utilizada uma taxa de desconto igual a 12%.

7.4 O Mercado Atacadista de Água

A partir do estudo de caso apresentado, verificou-se a existência de uma ineficiência operativa no despacho descentralizado de agentes hidroelétricos em cascata. Como consequência, as ofertas de energia de usinas hidroelétricas a jusante da cascata são sensivelmente afetadas, impactando de imediato em suas receitas *spot*. A origem desta ineficiência é atribuída a falta de incentivos econômicos que a estrutura de pagamentos adotada propicia à correta regularização da energia afluyente ao sistema.

Para que esta distorção operativa seja corrigida, é necessário que os agentes sejam estimulados *economicamente* a armazenar / verter a energia natural afluyente ao sistema conforme a situação do mercado. Em outras palavras, é preciso tornar a *água do sistema* um bem econômico, que possa ser comercializado por todos os agentes geradores e regularizadores em um *Mercado Atacadista de Água*.

Este mercado, com funcionalidades e atribuições análogas às descritas no Capítulo 5, realizaria a contabilização financeira pelo uso da água do sistema. Os agentes de mercado *pagariam* (comprariam) por ela toda vez que a armazenassem em seus reservatórios e, de forma análoga, *receberiam* (venderiam) uma remuneração do sistema caso beneficiassem o mesmo com sua defluência. Esta *commodity* seria valorizada pelo *valor da água* em cada hidroelétrica, ou seja, pelo benefício econômico que cada unidade de água produz ao sistema quando acrescida na vazão lateral das usinas a jusante.

Desta maneira, a existência de um Mercado Atacadista de Água em um despacho descentralizado possibilitaria o agente hidroelétrico alterar sua estratégia de operação. Este agente passaria agora a poder também operar economicamente o seu reservatório, vendendo e comprando água no MAA quando lhe fosse conveniente, isto é, quando este procedimento, em conjunto com a comercialização de sua energia no MAE, lhe produzisse maiores retornos financeiros.

Em contraste com a operação descentralizada, a implementação de um MAA em um sistema com despacho de mínimo custo não permite entretanto que a operação das hidroelétricas do sistema sejam modificadas. Isto porque, a operação do sistema permanece sendo efetuada por um órgão central (Operador do Sistema) que, ao realizar a estratégia de mínimo custo, irá armazenar / defluir a mesma quantidade de água que já realizava anteriormente sem a consideração do MAA. Portanto, o MAA, neste caso centralizado, apenas realoca as remunerações recebidas pelos agentes sem alterar as estratégias operativas do sistema.

A seguir será apresentado um exemplo determinístico para a análise de possíveis decisões operativas de um agente hidroelétrico *price taker* em um despacho descentralizado, de duas etapas horárias, onde Mercado Atacadista de Água é contemplado.

7.4.1 Exemplo Determinístico

O objetivo de um agente gerador é determinar um conjunto de produções energéticas a serem ofertadas no mercado que maximize a sua remuneração spot em cada etapa. Na hipótese de se ter um perfeito conhecimento sobre os preços do sistema e as vazões afluentes ao gerador, é possível determinar por inspeção a sua oferta ótima de energia.

Para analisar este caso determinístico, será considerado um sistema com duas usinas hidroelétricas *price takers* em cascata, H_1 e H_2 , e um conjunto de usinas termoeletricas. As características físicas das hidroelétricas H_1 e H_2 , pertencentes a agentes de mercado distintos, são apresentadas a seguir na Tabela 7.4:

Nome	Potência Instalada (MW)	Armazenamento Máximo (10^3m^3)	Coefficiente de Produção ($\text{MWh}/10^3\text{m}^3$)	Turbinamento Máximo ($10^3\text{m}^3/\text{h}$)	Volume Inicial (10^3m^3)
H_1	30	100	0.7	15	1
H_2	20	0	0.3	20	0

Tabela 7.4 - Características das Usinas Hidroelétricas

A usina hidroelétrica H_1 , com capacidade de armazenamento, está a montante da hidroelétrica H_2 , considerada fio d'água.

A Tabela 7.5 a seguir apresenta o preço *spot* do sistema para as duas etapas de operação¹⁸:

Etapa	Preço Spot (\$/MWh)
1	180.0
2	50.0

Tabela 7.5 – Preço Spot

Por simplicidade considerar-se-ão nulas as vazões naturais afluentes às usinas H_1 e H_2 com o intuito de facilitar o estudo do deplecionamento da energia armazenada no reservatório de H_1 . Será suposto ainda que a usina H_1 está com *todas* as suas máquinas indisponíveis na primeira etapa devido à, por exemplo, uma parada para manutenção. Em outras palavras, esta usina encontra-se sem capacidade de produção de energia nesta etapa.

A Figura 7.7 ilustra graficamente o sistema hidroelétrico em estudo para as duas etapas de operação:

¹⁸ Supõe-se que o preço *spot*, em ambas as etapas, seja fornecido pelo custo de operação da última térmica despachada.

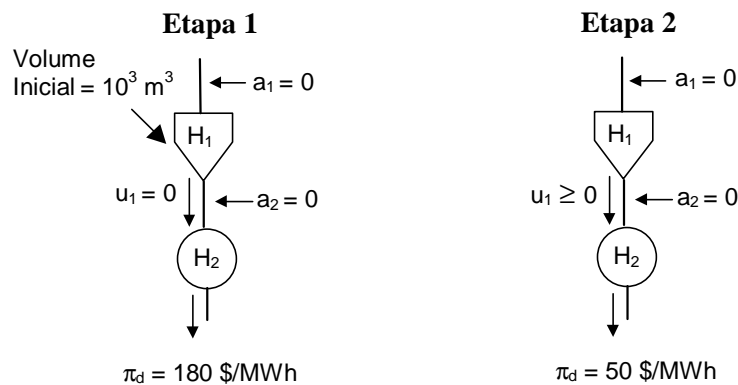


Figura 7.7 - Sistema Hidroelétrico em Cascata

A análise do despacho descentralizado destas usinas hidroelétricas em cascata será realizada sob duas hipóteses distintas quanto à forma de pagamento aos agentes:

- Os agentes do mercado são remunerados apenas pelas suas produções físicas de energia no Mercado Atacadista de Energia;
- Além dos pagamentos pela energia produzida, os agentes são também remunerados pela compra / venda da água do sistema no Mercado Atacadista de Água.

7.4.1.1 Pagamentos no âmbito no MAE

De acordo com a configuração ilustrada, a hidroelétrica H_1 poderá, na primeira etapa, realizar um dos seguintes procedimentos: defluir seu único $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ de água ou mantê-lo armazenado em seu reservatório. Por sua vez, a hidroelétrica H_2 , por ser uma usina fio d'água irá utilizar qualquer vazão defluída por H_1 para gerar energia, pois estará desta forma operando da forma mais rentável.

A Tabela 7.6 apresenta estas possíveis decisões operativas de H_1 , na primeira etapa, e as respectivas remunerações *spot* que as hidroelétricas H_1 e H_2 recebem, nesta etapa e na seguinte, em função da decisão tomada. Estas rendas são representadas através dos turbinamentos, u_{it} , e coeficientes de produção, ρ_i , de cada usina i , além do preço *spot* do sistema, π_{dt} , em cada etapa t de operação.

Decisão de H_1	Etapa 1		Etapa 2	
	Remuneração H_1	Remuneração H_2	Remuneração H_1	Remuneração H_2
Defluir $1 \cdot 10^3 \text{m}^3$ na Etapa 1	0\$	$u_{21} * \rho_2 * \pi_{d1}$ = 54\$	0\$	0\$
Armazenar $1 \cdot 10^3 \text{m}^3$ na Etapa 1	0\$	0\$	$u_{12} * \rho_1 * \pi_{d2}$ = 35\$	$u_{22} * \rho_2 * \pi_{d2}$ = 15\$

Tabela 7.6 – Remuneração das Hidroelétricas em Cascata no MAE

Caso H_1 decida *defluir* $1 \cdot 10^3 \text{m}^3$ de água armazenada na primeira etapa de operação, sua remuneração *spot* será, em ambas as etapas, nula: na primeira, por motivos de indisponibilidade que a impossibilita produzir energia, e na segunda, por estar totalmente deplecionada e sem vazão natural afluente.

Se, por outro lado, H_1 decide por manter esta água armazenada, embora esta usina não receba renda alguma na primeira etapa, a mesma poderá produzir energia na etapa seguinte e assim ser remunerada por esta produção. A decisão ótima de operação da hidroelétrica H_1 deverá ser portanto a de armazenar a água na primeira etapa para gerar energia na etapa subsequente.

Entretanto, verifica-se que, em termos econômicos, esta não corresponde à melhor estratégia para o sistema pois o preço *spot* de energia é bem mais elevado na primeira etapa. Observa-se que a decisão de manter armazenada a água na primeira etapa permite uma produção de energia na etapa seguinte de:

$$u_{12} * \rho_1 + u_{22} * \rho_2 = 0.7 \text{MWh} + 0.3 \text{MWh} = 1 \text{MWh}.$$

Esta geração hidro, por ter custo zero, desloca uma quantidade análoga de energia produzida pela térmica marginal e desta forma reduz o custo operativo do sistema em:

$$(u_{12} * \rho_1 + u_{22} * \rho_2) * \pi_{d2} = (0.7\text{MWh} + 0.3\text{MWh}) * 50\$/\text{MWh} = 50\$$$

Porém, caso H_1 houvesse optado pela outra estratégia (a de verter $1 \cdot 10^3 \text{m}^3$ de seu reservatório), embora a produção de energia do sistema fosse menor (apenas 0.3MWh devido à indisponibilidade de H_1), o custo de operação do sistema sofreria uma redução um pouco mais significativa:

$$0.7 \text{ MWh} * 180\$/\text{MWh} = 54\$.$$

Verifica-se, portanto, que a operação descentralizada de usinas hidroelétricas em cascata, num esquema de pagamento *spot* que remunere os agentes de mercado com base apenas na energia produzida, não corresponde à operação mais econômica para o sistema.

7.4.1.2 Pagamentos no âmbito do MAE + MAA

Na existência de um Mercado Atacadista de Água, nos moldes do descrito no capítulo 5, a estratégia de operação da hidroelétrica H_1 poderá ser diferente. Mesmo estando com suas máquinas fora de funcionamento na primeira etapa e, desta forma, impossibilitada de produzir energia, esta hidroelétrica poderá agora *vender* sua *água* armazenada no Mercado Atacadista da Água. A hidroelétrica H_1 depara-se então com o *tradeoff* entre vender sua água no MAA *hoje* ou armazená-la para produzir energia e vendê-la no MAE e no MAA *amanhã*.

A Tabela 7.7 a seguir apresenta as respectivas remunerações *spot* das hidroelétricas H_1 e H_2 nos mercados atacadistas de energia e de água, em cada etapa, para cada possível decisão operativa de H_1 na primeira etapa. Estas remunerações estão expressas em função dos turbinamentos, u_{it} , dos coeficientes de produção, ρ_i , das vazões naturais afluentes, q_{it} , e dos valores da água, π_{hit} , de cada usina i , além do preço *spot* do sistema, π_{dt} , em cada etapa t de operação.

Decisão de H_1	Etapa 1		Etapa 2	
	Remuneração H_1	Remuneração H_2	Remuneração H_1	Remuneração H_2
Vender $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ na Etapa 1	$1 \cdot 10^3 \text{ m}^3 * \pi_{h11}$ = 54\$	$u_{21} * \rho_2 * \pi_{d1} +$ $(q_{21} - u_{21}) * \rho_2 * \pi_{d1}$ = 54 - 54 = 0\$	0\$	0\$
Não Vender $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ na Etapa 1	0\$	0\$	$u_{12} * \rho_1 * \pi_{d2} +$ $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3 * \pi_{h12} +$ $(q_{12} - u_{12}) * \rho_1 * \pi_{d2}$ = 35 + 50 - 35 = 50\$	$u_{22} * \rho_2 * \pi_{d2} +$ $(q_{22} - u_{22}) * \rho_2 * \pi_{d2}$ = 15 - 15 = 0\$

Tabela 7.7 – Remuneração das Hidroelétricas em Cascata no MAE e no MAA

Caso a hidroelétrica H_1 decida, na primeira etapa, *vender* seu $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ de água armazenada no MAA, a mesma receberá deste mercado uma renda igual à esta quantidade de água valorizada pelo *valor da água* em H_1 , π_{h11} . Em outras palavras, cada $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ vendido por H_1 lhe produzirá uma renda igual ao *valor econômico* que esta quantidade de água possui no restante da cascata. Neste exemplo, como H_1 está indisponível na primeira etapa, o valor da água em H_1 será dado por:

$$\pi_{h11} = 1 \cdot 10^3 \text{ m}^3 * \rho_2 * \pi_{d1} = 54\$ / 10^3 \text{ m}^3$$

Ou seja, a venda de $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ de água no MAA na primeira etapa produz uma renda igual à 54\$ para a hidroelétrica H_1 . Como esta hidroelétrica chega deplecionada na etapa seguinte, sua remuneração esperada no final de todo o seu período de operação se mantém inalterada.

Ao adotar esta estratégia, a hidroelétrica H_1 possibilita a produção de $1 \cdot 10^3 \text{m}^3 \cdot \rho_2$ de energia na primeira etapa pela hidroelétrica H_2 , o que promove uma economia no custo de operação do sistema de:

$$1 \cdot 10^3 \text{m}^3 \cdot \rho_2 \cdot \pi_{d1} = 0.3 \text{MWh} \cdot 180 \$/\text{MWh} = 54\$.$$

Entretanto, a hidroelétrica H_1 só terá interesse em vender esta água na primeira etapa caso a renda obtida seja maior que o *custo de oportunidade* por sua venda na etapa seguinte. Ou seja, caso a soma das remunerações desta água e da energia produzida pela mesma na segunda etapa seja inferior à 54\$.

Como visto no Capítulo 5, a renda de uma usina hidroelétrica no MAA é dada pela soma dos pagamentos feitos pelo seu reservatório e pelo seu conjunto turbina / gerador. O reservatório *paga* ao sistema toda vez que armazena parte da vazão natural afluyente e, em contrapartida, é *remunerado* pelo sistema quando uma parcela de sua água regularizada é defluída. De forma análoga, todo o gerador é *remunerado* pelo sistema sempre que a sua vazão natural afluyente é *comprada* por algum reservatório do sistema e, *paga* ao sistema um valor referente a energia produzida através de uma vazão regularizada *vendida* por algum reservatório a montante.

Seguindo estes princípios, a renda de H_1 no MAA na segunda etapa, considerando que o mesmo irá optar pela segunda estratégia apresentada na Tabela 7.7, é dada pela soma da remuneração recebida por seu reservatório (que vende sua água armazenada) mais o pagamento efetuado por seu gerador (que compra esta água para produzir energia):

$$(1 \cdot 10^3 \text{m}^3 \cdot \pi_{h12}) + (q_{12} - 1 \cdot 10^3 \text{m}^3 \cdot \rho_1 \cdot \pi_{d2}) \quad (7.1)$$

Como H_1 está disponível para produzir energia na segunda etapa, o valor da água nesta usina corresponde à:

$$\pi_{h12} = (\rho_1 + \rho_2) \cdot \pi_{d2} = 50 \$/10^3 \text{m}^3 \quad (7.2)$$

Substituindo 7.2, juntamente com os valores correspondentes às demais variáveis do sistema, em 7.1, obtém-se uma remuneração para esta usina igual à 15\$. Esta renda somada à sua renda obtida no MAE fornece no final uma remuneração total de:

$15\$ + 10^3 \text{m}^3 * \rho_2 * \pi_{a2} = 50\$,$ valor inferior ao obtido através da primeira estratégia.

Portanto, a decisão ótima que maximiza a remuneração *spot* de H_1 consiste em vender a água armazenada na primeira etapa, onde o valor pago por esta, $\pi_{h11} = 54\$/10^3 \text{m}^3$, é mais elevado.

Verifica-se que esta decisão corresponde também a decisão ótima de mínimo custo do sistema. De fato, o custo de operação reduzido com esta decisão é de 54\$ ($0.3 \text{MW} * 180\$/\text{MWh}$) em contraste com a redução de menor valor, 50\$/MWh, quando adotada a estratégia de vender a água na segunda etapa.

A implementação de um Mercado Atacadista de Água possibilita portanto a restituição da correta operação de usinas hidroelétricas instaladas em cascata. Ao valorizar a água do sistema, o MAA fornece incentivos econômicos para que usinas a montante defluam suas energias armazenadas nos períodos de preço *spot* elevado permitindo, desta forma, que o custo de operação do sistema seja reduzido. Com isto, a operação individualista destas usinas converge para a operação ótima de mínimo custo do sistema.

A seguir será apresentada a segunda fase do estudo de caso iniciado na seção 7.3. O objetivo é analisar o comportamento de agentes hidroelétricos *price takers* em um sistema cuja a operação contemple os mercados atacadistas de água e energia.

7.5 Estudo de Caso – Correção dos Sinais Econômicos

7.5.1 Descrição do Estudo

O estudo foi realizado utilizando o mesmo sistema descrito na seção 7.3 com suas respectivas características físicas e operacionais apresentadas nas Tabelas 7.1 e 7.2.

Para esta análise, foram realizadas novamente duas operações distintas nas quais os mercados atacadistas de energia e de água foram implementados para permitir a comercialização dos bens econômicos (energia e água):

- Determinação de uma política operativa e simulação de mínimo custo do sistema utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 3. Foram utilizados 2000 cenários de vazões hidrológicas obtidos a partir de um modelo estocástico de vazão. Para cada simulação realizada obteve-se o preço *spot* (\$/MWh) de energia em cada etapa de operação;
- Determinação de uma política operativa e simulação de maximização de renda para os agentes hidroelétricos *price takers* B e C fazendo uso, para tal, da metodologia apresentada no Capítulo 6. O procedimento recursivo de Programação Dinâmica Estocástica Amostral foi implementado para determinar as funções de remunerações futuras, em cada etapa de operação, para cada agente.

Os cenários de evoluções de preços *spot*, e os de vazões hidrológicas correspondentes, utilizados como base de entrada para o modelo de operação descentralizada, foram obtidos a partir da simulação de mínimo custo do sistema realizada com as 2000 séries de hidrologia.

As classes de preços *spot* utilizadas para a classificação dos cenários de preços são as mesmas do estudo de caso inicial apresentadas na Tabela 7.3. A partir desta classificação, foi construída a matriz markoviana de probabilidades de transição de

preços utilizando igualmente uma amostra de 300 séries sorteadas aleatoriamente a partir da população de 2000 cenários.

O período de estudo de cada simulação realizada se manteve o mesmo: 5 anos discretizados em etapas mensais, com 2 anos acrescentados à última etapa para evitar o deplecionamento dos reservatórios do sistema. Para cada simulação das operações descritas foram obtidas a produção de energia (GWh), a remuneração MAE (k\$), a remuneração MAA (k\$), a energia armazenada (GWh) e o valor da água ($\$/\text{hm}^3$) para cada hidroelétrica da cascata.

Os resultados obtidos serão analisados a seguir a partir de seus valores anuais médios para cada agente hidroelétrico *price taker* do sistema.

7.5.2 Produção Média de Energia

As Figuras 7.8 e 7.9 apresentam respectivamente as gerações esperadas em cada ano de estudo das hidroelétricas B e C para ambos os tipos de operações realizados. Os valores apresentados estão em GWh.

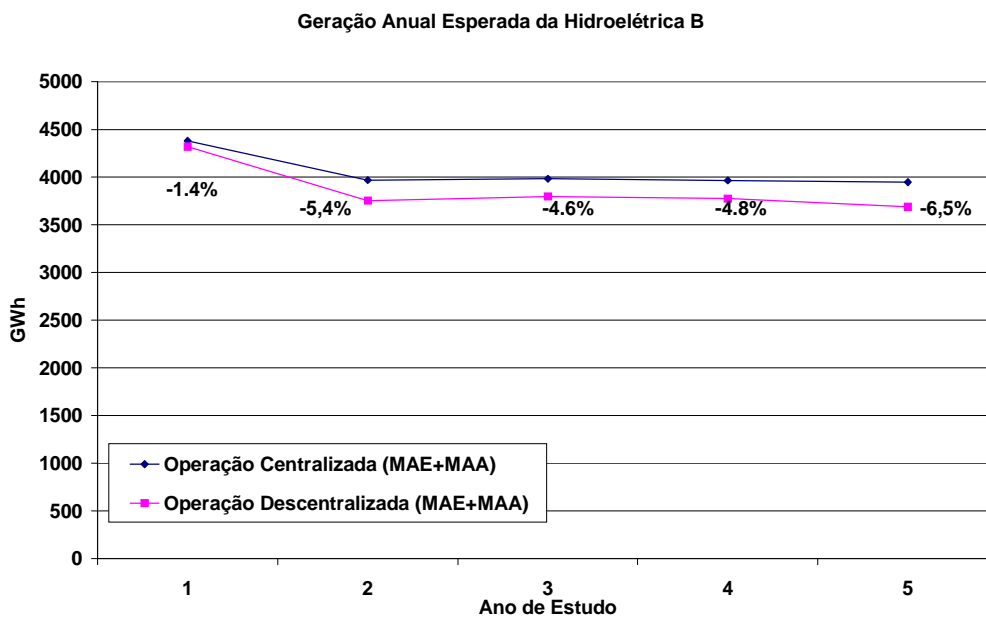


Figura 7.8 – Geração Anual Esperada da Hidroelétrica B

Como pode-se observar pela Figura 7.8, a geração total esperada para todos os anos de simulação da hidroelétrica B na operação de maximização de renda, considerando o MAA e o MAE, foi cerca de 4.5% menor que à obtida em sua operação de mínimo custo levando em conta igualmente os mesmos mercados atacadistas.

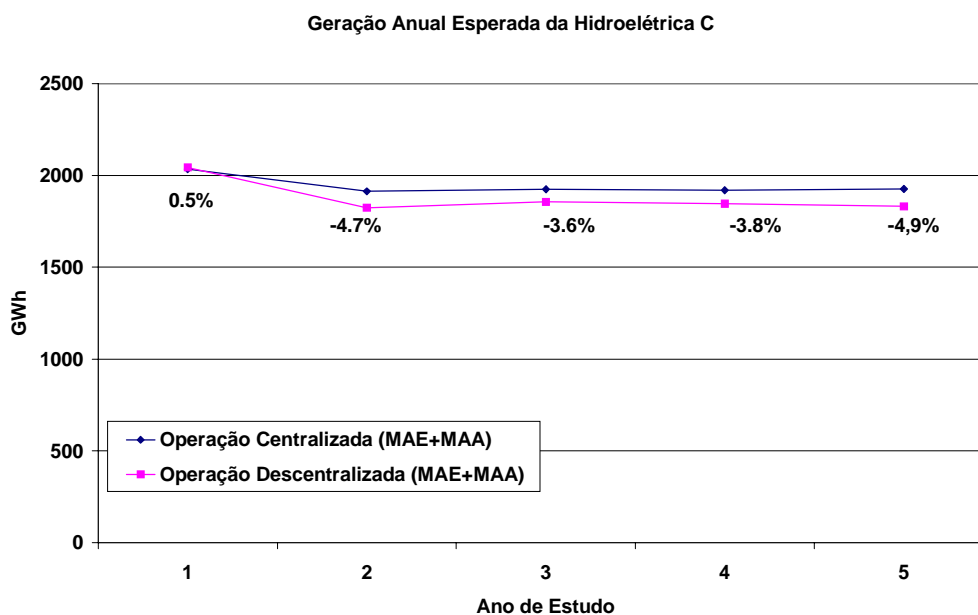


Figura 7.9 – Geração Anual Esperada da Hidroelétrica C

A mesma semelhança pode ser também observada nas ofertas de energia realizadas pela hidroelétrica C em ambas as operações às quais a mesma foi submetida (maximização de renda e mínimo custo) e que igualmente contemplam os pagamentos pela comercialização da energia e da água através de seus respectivos mercados atacadistas. Observa-se pela Figura 7.9 que a operação descentralizada realizada resultou em uma produção de energia esperada em torno de 3.3% menor em relação à produzida pela operação centralizada.

7.5.3 Energia Armazenada

A figura 7.10 ilustra graficamente a regularização anual das vazões naturais afluentes à hidroelétrica B em ambas as operações realizadas.

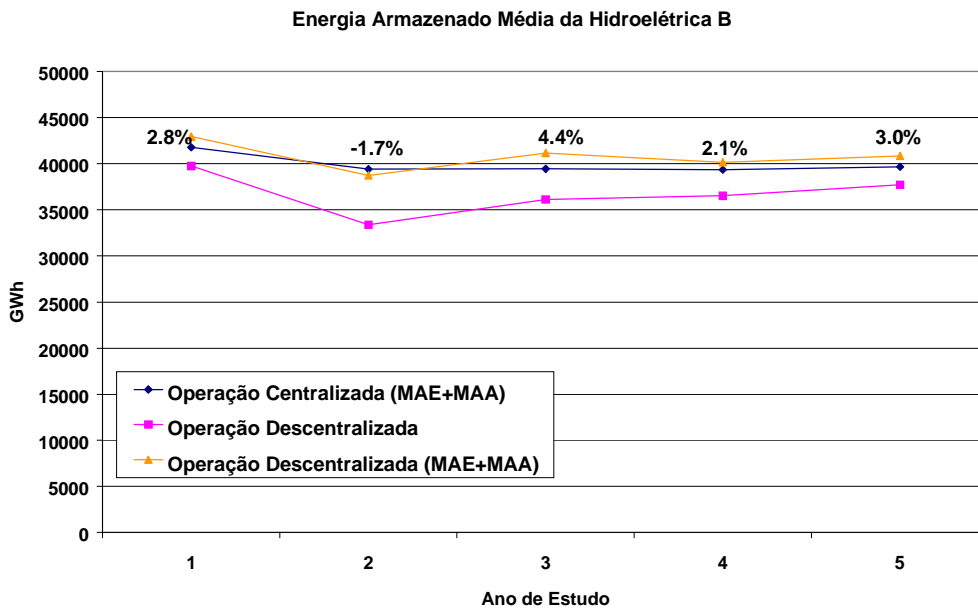


Figura 7.10 – Energia Armazenada Média da Hidroelétrica B

Como o esperado, a operação descentralizada da hidroelétrica B a montante (considerando ambos os mercados atacadistas) resultou em um nível de armazenamento muito próximo ao obtido pela operação de mínimo custo do sistema. Isto mostra que a implementação do Mercado Atacadista de Água em um despacho onde os agentes podem livremente operar suas unidades geradoras fornece os incentivos econômicos necessários para que haja a correta regularização das vazões afluentes do sistema.

7.5.4 Remunerações Médias MAE + MAA

As Figuras 7.11 e 7.12 apresentam respectivamente as remunerações obtidas pelas hidroelétricas B e C, através da venda de suas energias produzidas no MAE e de seus

volumes de água no MAA, nos dois tipos de operações em estudo. Os valores estão em milhões de Reais.

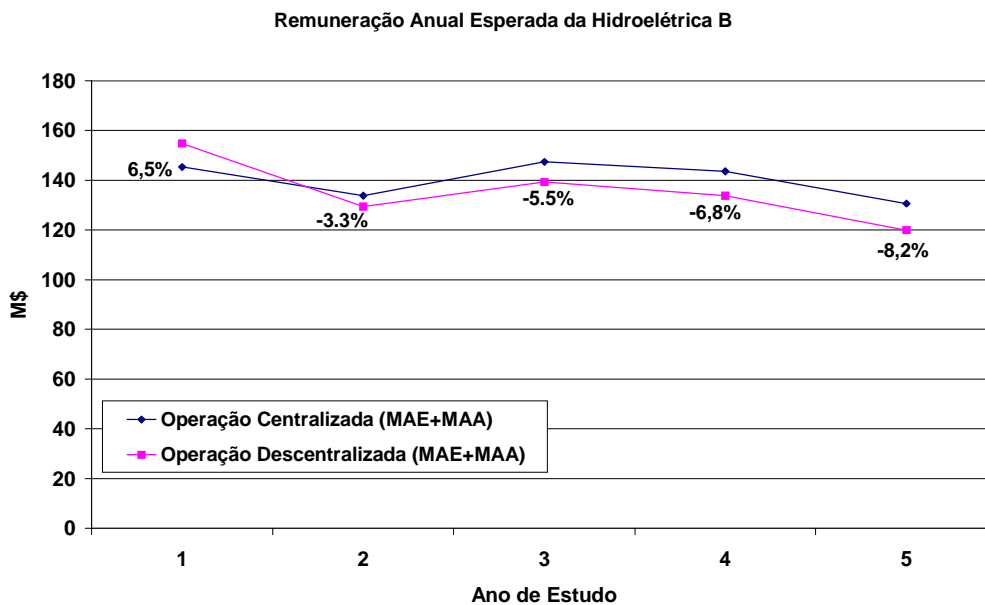


Figura 7.11 – Remuneração Anual Esperada da Hidroelétrica B

Observa-se a partir da Figura 7.11 que a renda total esperada para a hidroelétrica B em sua operação de maximização de renda foi cerca de 3.4% menor que a obtida em sua operação de mínimo custo, nos quais são contemplados os pagamentos por ambas as *commodities* (água e energia).

A Figura 7.12 ilustra a soma das remunerações MAE e MAA da hidroelétrica C igualmente para ambas as operações realizadas:

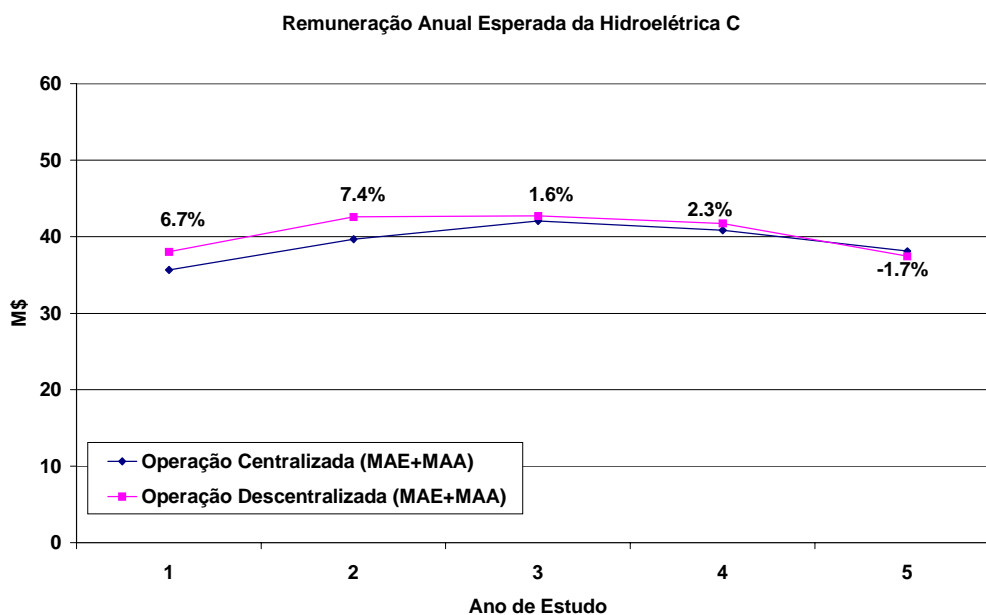


Figura 7.12 – Remuneração Anual Esperada da Hidroelétrica C

Observa-se através dos valores ilustrados que a renda total esperada, para os 5 anos de estudo, da hidroelétrica C quando a mesma opera em ambiente de mercado é cerca de 3.2% maior que a renda obtida em sua operação centralizada. Estas semelhanças observadas nas remunerações das hidroelétricas B e C já eram esperadas uma vez que a produção de energia das mesmas e o preço de energia em ambos os despachos são próximos.

7.5.5 Valor da Água

A Figura 7.13 abaixo mostra o valor da água esperado na hidroelétrica B em cada mês da operação descentralizada. Na mesma figura é também apresentada a energia natural afluente à esta hidroelétrica, obtida através do produto de sua vazão natural afluente (m^3/s) pelo seu coeficiente de produção ($MW/m^3/s$) e pelo número de horas no mês, para cada etapa do período de estudo.

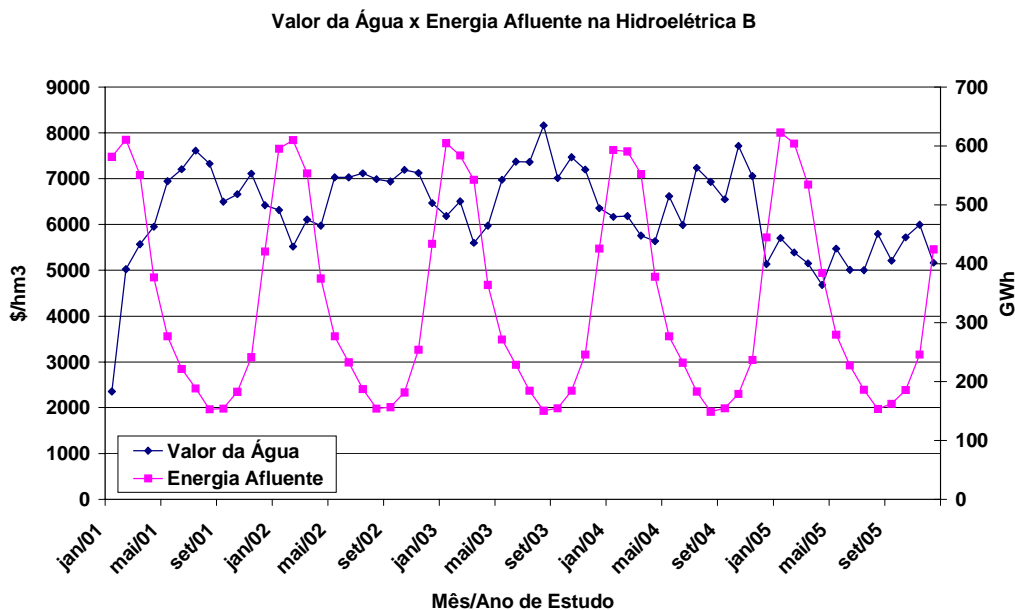


Figura 7.13 – Valor da Água x Energia Afluente na Hidroelétrica B

Como o esperado, o valor da água na hidroelétrica B apresenta uma sazonalidade devido à variação temporal da energia afluente. Observa-se também a existência de uma correlação negativa entre a energia afluente e o valor da água. Isto ocorre porque, em períodos hidrológicamente favoráveis, a oferta de água no mercado provoca uma queda no valor do produto (água). De forma análoga, quando há escassez deste, devido à, por exemplo, baixas hidrologias, o valor da água torna-se conseqüentemente mais elevado.

É importante mencionar ainda que o valor da água na hidroelétrica B, obtido a partir de sua operação em ambiente de mercado, é semelhante ao valor da água obtido pela operação de mínimo custo do sistema. Isto porque, a operação descentralizada desta usina, neste caso, fora realizada sob condições de mercado perfeito. Desta forma, como o valor da água é obtido em função do preço *spot* de energia e o mesmo é semelhante nos dois tipos de operação, os valores da água nas operações de mínimo custo e de maximização de renda são também semelhantes.

Vale a pena ressaltar entretanto que, embora estes valores da água sejam análogos em ambos os tipos de operação, os interesses dos agentes permanecem distintos: vender a água armazenada sempre que seu valor estiver elevado, com o intuito de aumentar a sua remuneração *spot*, no caso de uma operação descentralizada, e de minimizar o custo de operação do sistema, em se tratando de uma operação centralizada.

Neste estudo de caso, espera-se portanto que a hidroelétrica B venda sua água armazenada nos períodos em que o preço deste produto no Mercado Atacadista de Água esteja mais elevado. Isto pode ser constatado a partir da análise da evolução de seu volume armazenado em conjunto com o valor da água nesta hidroelétrica. A Figura 7.14 apresenta o valor da água na hidroelétrica B ($\$/\text{hm}^3$) juntamente com a energia armazenada (GWh) em seu reservatório:

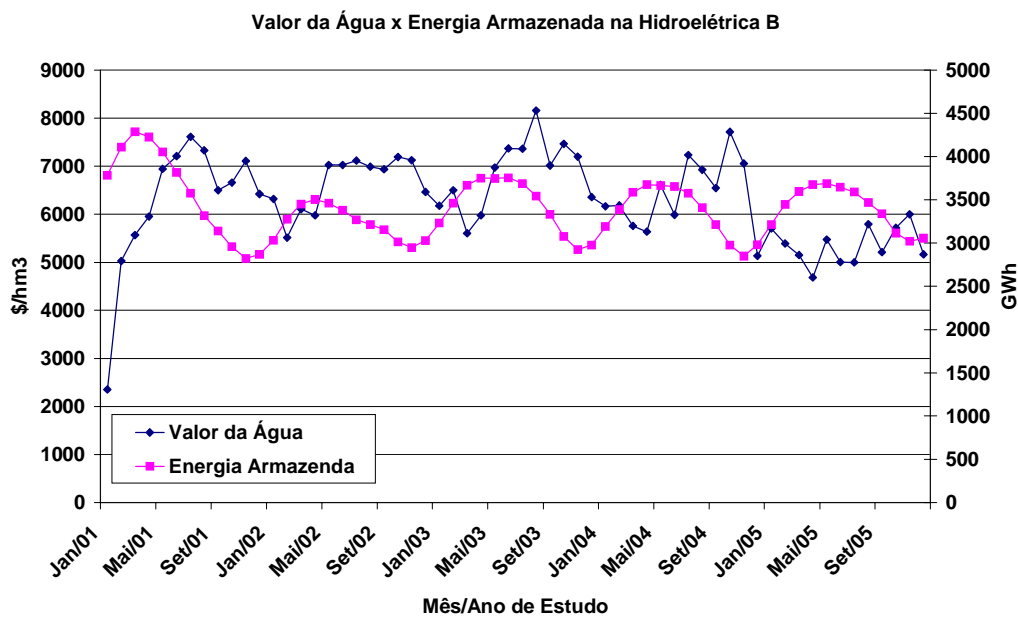


Figura 7.14 – Valor da Água x Energia Armazenada na Hidroelétrica B

Observa-se que, a medida em que o valor da água torna-se mais elevado (principalmente no períodos secos do sistema elétrico brasileiro, correspondente ao intervalo entre os meses Maio e Outubro) há um esvaziamento da energia armazenada indicando que mais água do reservatório está sendo vendida no MAA. Por outro lado, quando o valor da água decresce a energia armazenada aumenta indicando que a água está sendo armazenada (comprada no MAA) para posterior venda nos períodos secos.

8 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho é investigar as possíveis ineficiências em uma operação descentralizada baseada em ofertas de sistemas hidrotérmicos, quando comparada com uma operação de mínimo custo (centralizada) do mesmo sistema. Em particular, analisou-se a operação descentralizada de usinas hidroelétricas localizadas em uma mesma bacia hidrográfica.

Mostrou-se inicialmente que o despacho descentralizado de usinas hidroelétricas isoladas, onde cada agente procura maximizar sua renda *spot* em um mercado puro, é semelhante ao da operação de mínimo custo operativo do sistema. Ou seja, os interesses de mercado e bem-estar global coincidem neste caso. Isto ocorre porque, embora os *objetivos* dos agentes sejam diferentes em cada tipo de operação, as *estratégias* de operação a serem seguidas são semelhantes: utilizar a água armazenada para produzir energia sempre que o preço *spot* estiver elevado. Desta maneira, o agente hidroelétrico estará minimizando o custo do sistema, quando o mesmo for despachado sob um ambiente centralizado, e maximizará sua remuneração *spot* no caso de estar operando em ambiente de mercado.

Entretanto, verificou-se que o mesmo não ocorre em sistemas constituídos por usinas hidroelétricas instaladas em um mesma bacia hidrográfica. Em ambiente de mercado, como os agentes são livres para operar suas unidades geradoras, as decisões operativas ótimas que maximizam as remunerações *spot* de agentes proprietários de hidroelétricas a montante na cascata podem resultar em volumes armazenados e defluídos de água diferentes aos necessários para que a operação das demais hidroelétricas a jusante seja efetuada corretamente.

Observou-se que esta ineficiência operativa deve-se ao esquema inadequado de remuneração *spot* adotado que não reconhece o benefício da regularização à jusante, fornecendo os sinais econômicos corretos apenas para usinas hidroelétricas localizadas em bacias isoladas.

Mostrou-se que a correção desta distorção no pagamento *spot* pode ser feita imaginando-se a existência de um Mercado Atacadista de Água (MAA), com funcionamento análogo ao já existente Mercado Atacadista de Energia (MAE). Neste mercado, todo reservatório que armazena uma parcela da vazão natural afluyente ao sistema paga uma compensação pela perda de oportunidade dos geradores a jusante produzirem energia. Em contrapartida, ao defluir sua energia armazenada o mesmo recebe uma compensação pelo aumento da produção de energia a jusante proporcionado por esta defluência. A soma dos pagamentos e remunerações do MAA em cada etapa se anulam, e a renda transferida às usinas a montante compensa seus investimentos em reservatórios obtendo-se desta forma os sinais econômicos corretos para a expansão e operação do sistema.

Observou-se que a distorção no pagamento *spot* para usinas em cascata não é importante se todas as usinas hidroelétricas localizadas em uma mesma cascata pertencerem ao mesmo agente, pois a renda total (soma dos pagamentos *spot* a todas as usinas da cascata) continua correta. Entretanto, há muitos países onde isto não ocorre, tais como Colômbia, Chile, Espanha e Brasil. No sistema brasileiro, por exemplo, há casos com seis empresas compartilhando usinas numa mesma cascata. Por sua vez, na Colômbia há processos judiciais para o reconhecimento dos benefícios da regulação do reservatório de Guatapé para a usina San Carlos, ambos pertencentes à Empresa Pública de Medellin e a empresa ISAGEN respectivamente.

No Brasil embora o país venha passando por uma reforma no seu setor elétrico, com a transição de um planejamento e operação fortemente centralizados para esquemas de mercado, foi adotada uma solução alternativa à apresentada nesta tese para solucionar a distorção do pagamento *spot* para usinas em cascata. Nesta nova solução, não há um mercado para a comercialização da água, há apenas uma realocação da energia total produzida (e conseqüentemente dos pagamentos) para os agentes em proporção às suas respectivas cotas de participação, valores estes determinados exogenamente. Esta solução é eficiente para corrigir a distorção em uma operação centralizada, mas não aplicável a uma operação descentralizada de um sistema hidrotérmico.

Como último recurso, sempre deve existir um marco regulatório e órgãos de controle que possam intervir ante uma empresa com comportamento predatório em uma cascata, procurando estabelecer regras particulares de operação para esta empresa ou ainda obriga-la a alterar seus padrões de operação, caso isto venha a ser necessário.

9 REFERENCIAS

- [1] Amundsen, E.S.; Bergman, L.; Andersson, B. – *Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market*, January 1998

- [2] Barroso, L.A.N – *Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Comportamento Estratégico de Agentes Geradores em Ambiente de Mercado* – Tese de M.Sc., IM-NCE/UFRJ, Maio 2000

- [3] Borenstein, S. – *The Trouble with the Electricity Market (and some solutions)*, PWP-081, University of California Energy Institute, Janeiro 2001

- [4] Borenstein, S. – *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Energy Markets*, PWP-065, University of California Energy Institute, August 1999

- [5] Borenstein, S.; Bushnell J. – *An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry*, PWP-040, University of California Energy Institute, Junho 1997

- [6] Borenstein, S.; Bushnell J. e F. Wolak – *Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Market*, PWP-064, University of California Energy Institute, July 1999

- [7] Bushnell, J. – *Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Competition in the Western US*, University of California Energy Institute, March 1998

- [8] Cochran, J.; Murugan, A.; Krishnamurthy, V. – *Generic Markov Models for Availability Estimation and Failure Characterization in Petroleum Refineries*, Computers & Operations Research, 28, (2001), 1-12

- [9] Davis, R.E. – *Stochastic dynamic programming for multi-reservoir hydro-optimization*, Technical report 15, Syst.Contr., Palo Alto, Calif., 1972
- [10] Fernandez, P.J. – *Introdução aos Processos Estocásticos*, 10^a Colóquio Brasileiro de Matemática, IMPA
- [11] Flatabo, N.; Haugstad, A.; Mo, B.; Fosso, O.B. – *Short-term and Medium-term Generation Scheduling in the Norwegian Hydro System under a Competitive Power Market Structure*, EPSOM'98, Zurich, September 23-25, 1998, Page FLATABO-1
- [12] Fortunato, L.; Araripe, T.; Albuquerque, J.; Pereira, M. – *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, EDUFF, 1999
- [13] Green, R. – *England and Wales – A Competitive Electricity Market?*, University of Cambridge, September 1998
- [14] Green, R.; Newbery, D. – *Competition in the British Electricity Spot Market*, Journal of Political Economy, 100(5), 1992, pp.929-953
- [15] Guan, X.; Ni, E.; Li, R.; Luh, P.B. – *An Optimization-Based Algorithm for Scheduling Hydrothermal Power Systems with Cascaded Reservoirs and Discrete Hydro Constraints*, IEEE, 1998
- [16] Haugstad, A.; Rismark, O. – *Price Forecasting in an Open Electricity Market based on System Simulation*, EPSOM'98, Zurich, September 23-25, 1998, Page HAUGSTAD-37-1
- [17] Hjalmarsson, E. – *Nord Pool: A Power Market without Market Power*, Goteborg University, July 2000

- [18] Kahn, E. – *The Electricity Industry In Spain*, PWP-032, University of California Energy Institute, August 1995
- [19] Kelman, J. – *Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos*, vol.1, Capítulo 4, Coleção ABRH, 1987
- [20] Kelman, R. – *Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico* – Tese de M.Sc, COPPE/UFRJ, Agosto 1999
- [21] Kelman, R.; Pereira, M. – *Strategic Pricing in Hydrothermal Systems, Course I, Application of Economic Theory in Power System Analysis*, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, 1998
- [22] Lavigne, D.; Loulou, R.; Savard, G. – *Pure Competition, Regulated and Stackelberg Equilibria: Application to the Energy System of Québec*, ELSEVIER, 125, (2000), 1-17
- [23] Luenberger, D.G. – *Linear and NonLinear Programming*, second edition, Addison-Wesley Publishing Company, Massachusetts (1984)
- [24] Meseguer C. – *Valoración Económica Marginalista de Servicios de Generación en Mercados Eléctricos* – tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 1998.
- [25] Newbery D. – *The UK Experience: Privatization with Market Power*; CEPRMED at Cambridge University, Fevereiro de 1999
- [26] Otero, I.; Meseguer, C.; Alba, J.J.; *An Iterative Procedure for Modelling Strategic Behavior in Competitive Generation Markets*, 2000
- [27] Pereira, M – *A Nova Operação do Sistema Elétrico Brasileiro: O Funcionamento do ONS e MAE*, Abril 1999

- [28] Pereira, M. – *Competition for Contracts in a Hydrothermal System, Course I, Application of Economic Theory in Power System Analysis*, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, 1998
- [29] Pereira, M; Campodónico, N. – *Stochastic Hydrothermal Scheduling in a Competitive Environment*, 3rd International conference on hydropower, Trondheim, Norway, June 1997
- [30] Pereira, M.; Campodónico, N.; Kelman, R. – *Application of Stochastic Dual Dynamic Programming and extensions to Hydrothermal Scheduling*, PSRI Technical Report 012/99, Abril 1999.
- [31] Pereira, M.; Campodónico, N.; Kelman, R. – *Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models*, EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [32] Pereira, M; Campodónico, N.; Kelman, R. – *Valoración Económica de Sistemas Hidroeléctricos en Cascada*, relatório técnico, PSRI, Dezembro de 1997
- [33] Pereira, M; Kelman, R. – *Contracts in Hydro Power Predominant Systems*, Fevereiro 1999
- [34] Pereira, M.; Pinto, L.M.V.G. – *Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning*, Mathematical Programming, Vol 52, 359-375, 1991
- [35] PSRI – *Planeación de la Expansión bajo Esquemas Competitivos*, Marco Conceptual, relatório técnico PSR, Setembro de 1998
- [36] Read, E.G.; George, J. – *Dual Dynamic Programming for Linear Production / Inventory Systems*, Computers and Mathematics with Applications, 19(11), pp.29-42, 1990

- [37] Scott, T.; Read, E. – *Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market*, International Transactions in Operational Research 3 (3-4):243-253, 1996
- [38] Spiegel, M.R. – *Estatística*, 3ª edição, Coleção Shaum, 1993
- [39] Varian, H. – *Microeconomia: Princípios Básicos*, 2ª edição, Editora Campos, 1997
- [40] Weiss, J. – *Market Power Issues in the Restructuring of the Electricity Industry: An Experimental Investigation*, Harvard University Business School, Dezembro 1997
- [41] Wolak, F.; Patrick, R. – *The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market*, PWP-064, University of California Energy Institute, July 1997
- [42] Zhang, D.; Wang, Y.; Luh, B. – *Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market*, IEEE, 2000
- [43] Lesley R.C. – *Initial Experience of the New Electricity Trading Arrangements in England and Wales*, Panel Session: ‘Is deregulation at a Dive After California? A View from the Rest of the World’, IEEE PES 2001 Summer Meeting.
- [44] Kelman J., Stedinger, J.R., Cooper L.A., Hsu E., Yuan S.Q – *Sampling Stochastic Dynamic Programming Applied to Reservoir Operation*, Water Resources Research, 26(3), 447-454, 1990.

10 ANEXO A - ALGORÍTMO DE OPERAÇÃO DE MÍNIMO CUSTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

A seguir será apresentado um algoritmo que resolve o problema de despacho de mínimo custo de um sistema composto de 2 usinas hidroelétricas, localizadas em bacias hidrográficas distintas, e J térmicas, utilizando o procedimento recursivo PDE.

ROTINA PRINCIPAL

**REALIZA A POLITICA E A SIMULAÇÃO DO SISTEMA

CALL POLITICA

CALL SIMULAÇÃO

FIM DA ROTINA

ROTINA POLITICA

**RECURSÃO DE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

**CALCULA A VALOR ESPERADO DO CUSTO FUTURO PARA CADA ESTÁGIO E ESTADO

**DO SISTEMA - FCF

FAZER $t = T, T-1, \dots, 2$!INICIALIZA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO PARA CADA

. FCF($t, V(1), V(2)$) = 0 !ESTÁGIO E ESTADO DO SISTEMA

FIM

FAZER $t = T, T-1, \dots, 2$!DEFINE ESTÁGIO t

. FAZER $V(1) = 0\%, 10\%, \dots, 100\%$!DEFINE OS ESTADOS $V()$

. . FAZER $V(2) = 0\%, 10\%, \dots, 100\%$

. . . FAZER $k = 1, \dots, K$!DEFINE CENÁRIOS HIDROLOGIA

. . . . CALL MINCUSTO($t, V(1), V(2), k, CMIN$) !CHAMA ROTINA MINCUSTO

. . . . FCF($t, V(1), V(2)$) = FCF($t, V(1), V(2)$) + CMIN * P(t, k) !ATUALIZA FCF

. . . FIM

. . FIM

. FIM

FIM

FIM ROTINA

ROTINA MINCUSTO (t, v(1), v(2),k, CMIN)

**DETERMINA OS TURBINAMENTOS ÓTIMOS DAS DUAS HIDROELÉTRICAS NO
**DESPACHO DE MÍNIMO CUSTO

CMIN = ∞

FAZER i = 1, ..., I

```
. U(1) = UMIN1 + (UMAX1-UMIN1)*(i-1)/(N1-1)      !DECISAO DA USINA 1
. VF(1) = MIN(V(1)+A(1,t,k)-U(1),VMAX1)
. FAZER j = 1, ..., J
. . U(2) = UMIN2 + (UMAX2-UMIN2)*(i-1)/(N2-1)    !DECISAO DA USINA 2
. . VF(2) = MIN(V(2)+A(2,t,k)-U(2),VMAX2)
. . EH = U(1)*ρ(1) + U(2)* ρ(2)
. . CALL DESPACHO(EH,t,SPOT,CI)
. . CF = FCF(t+1,VF(1),VF(2))
. . CT = CI + CF
. . SE (CT < CMIN) ENTAO
. . . CMIN = CT
. . . U1_OT = U(1)
. . . U2_OT = U(2)
. . . SPOT_OT = SPOT
. . FIM SE
. FIM
```

FIM

FIM ROTINA

ROTINA DESPACHO (EH, t, SPOT, CI)

**REALIZA O DESPACHO TÉRMICO COM BASE NA ENERGIA HIDRO GERADA E NA
**DEMANDA PREVISTA. DETERMINA O CUSTO OPERATIVO E O PRECO SPOT DO
**SISTEMA PARA O ESTÁGIO T

DR = D(t) - EH

CI = 0

n = 0

ET = 0

FAÇA ENQUANTO (ET < DR) E (n < NTER)

```
. n = n + 1
. SE (ET + GMAX(n)) ≤ DR) THEN
. . CI = CI + GMAX(n)*C(n).
```

```

. . ET = ET + GMAX(n)
. SE NAO
. . CI = CI + C(n)*(DR-ET)
. . ET = DR
. FIM SE
FIM ENQUANTO

```

```

SPOT = C(n)
SE (ET > DR) ENTAO
. DEFICIT = DR - ET
. CI = CI + DEFICIT*540
. SPOT = 540
FIM SE
FIM ROTINA

```

ROTINA SIMULACAO

```

**REALIZA O DESPACHO DE MÍNIMO CUSTO DO SISTEMA UTILIZANDO A FCF
**PREVIAMENTE CALCULADA PELA POLITICA

```

```

FAZER s = 1, ..., S          !DEFINE O NUMERO DE SIMULAÇÕES
. V(1) = VINI(1)
. V(2) = VINI(2)
. FAZER t = 1, ..., T      !DEFINE ESTÁGIO t
. . DEFINE CENARIO DE AFLUENCIA AF1
. . DEFINE CENARIO DE AFLUENCIA AF2
. . CALL MINCUSTO(t,V(1),V(2),k)
. . GUARDA TODOS OS VALORES OTIMOS PARA O CENARIO s E O ESTAGIO t
. . (SPOT, EH, ET...) CALCULADOS PELA ROTINA MINCUSTO
. FIM
FIM
FIM ROTINA

```

A descrição das principais variáveis utilizadas no algoritmo apresentado se encontra a seguir:

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
h	Número de Usinas Hidroelétricas
t	Índice do estágio (T é o número de estágios)
$V(h)$	Estado de Armazenamento do Reservatório h
$FCF(t,V(1),V(2))$	Função de Custo Futuro no estágio t e nos estados $V(1)$ e $V(2)$
CMIN	Custo Operativo Ótimo de um Despacho
k	Índice de Hidrologia (K é o número de vazões)
$P(t,k)$	Probabilidade de ocorrência da hidrologia k no estágio t
$U(h)$	Energia turbinada pela usina h
$VF(h)$	Volume Final da usina h no final do estágio t
$A(h,t,k)$	Afluência k da usina h para o estágio t
EH	Energia Hidro gerada
ET	Energia Térmica gerada
$D(t)$	Demanda do estágio t
DR	Demanda Residual (que será atendida pelas térmicas)
n	Índice de Usinas Térmicas
$GMAX(n)$	Capacidade máxima de geração da térmica n
$C(n)$	Custo Operativo da térmica n
SPOT	Preço Spot do sistema
NTER	Número de usinas térmicas
CI	Custo Imediato
CF	Custo Futuro
CT	Custo Total (imediato + futuro)
VINI()	Volumes Iniciais
AF1,AF2	Vazões de Afluências sorteadas para as usinas
s	Índice da Simulação (S é o número de simulações)
$\rho(h)$	Coefficientes de Produção das Hidroelétricas

11 ANEXO B - ALGORÍTMO DE OPERAÇÃO DE MÍNIMO CUSTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM MAA

A seguir, será apresentado o algoritmo que calcula a compensação financeira das usinas hidroelétricas em cascata devido ao uso da vazão regularizada pelos reservatórios. O algoritmo desta operação considerando o MAA é análogo ao apresentado no Anexo A do Capítulo 11 exceto pela rotina MINCUSTO que será descrita a seguir.

ROTINA RESOLVE (t, v(1), v(2),k, CMIN)

****DETERMINA OS TURBINAMENTOS ÓTIMOS DAS DUAS HIDROELÉTRICAS EM CASCATA**

****NO DESPACHO DE MÍNIMO CUSTO CONSIDERANDO O MAA**

CMIN = ∞

FAZER i = 1, ..., I

. U(1) = UMIN1 + (UMAX1-UMIN1)*(i-1)/(N1-1) !DECISAO DA USINA 1

. SE (V(1)+A(1,t,k)-U(1) > VMAX2) ENTAO

. . VF(1) = VMAX2

. . VVERT1 = V(1)+A(1,t,k)-U(1) - VMAX1

. SE NÃO

. . VF(1) = V(1)+A(1,t,k)-U(1)

. . VVERT1 = 0

. FIM SE

. FAZER j = 1, ..., J

. . U(2) = UMIN2 + (UMAX2-UMIN2)*(i-1)/(N2-1) !DECISAO DA USINA 2

. . SE (V(2)+A(2,t,k)-U(2)+U(1)+VVERT1 > VMAX2) ENTAO

. . . VF(2) = VMAX2

. . . VVERT2 = V(2)+A(2,t,k)-U(2)+U(1)+VVERT1-VMAX2

. . SE NÃO

. . . VF(2) = V(2)+A(2,t,k)-U(2)+U(1)+VVERT1

. . . VVERT2 = 0

. . FIM SE

. . EH = U(1)*ρ(1) + U(2)* ρ(2)

. . CALL DESPACHO(EH,t,SPOT,CI)

. . SE (U(2) > A(1,t,k)+A(2,t,k)) ENTAO

. . . SE (V(1)-VF(1) > 0.0) ENTAO

. . . . SE (-(A(1,t,k)+A(2,t,k)-U(2)) = (V(1)-VF(1))) ENTAO

. RMAA = (MIN(UMAX2,A(1,t,k)+A(2,t,k)) - U(2))*SPOT*ρ(2)

```

. . . . SE NÃO
. . . . . SE  $(-(A(1,t,k)+A(2,t,k)-U(2)) < (V(1)-VF(1)))$  ENTÃO
. . . . . . RMAA= $(\text{MIN}(UMAX2,A(1,t,k)+A(2,t,k)) - U(2)) * SPOT * \rho(2)$ 
. . . . . SE NÃO
. . . . . . RMAA=  $-(V(1)-VF(1)) * SPOT * \rho(2)$ 
. . . . . FIM SE
. . . . FIM SE
. . . SE NÃO
. . . . RMMA =  $\text{ABS}(V1-VF(1)) * SPOT * \rho(2)$ 
. . . FIM SE
. . SE NÃO
. . . SE  $(A(2,t,k) + U(1) + VVERT1 = U(2))$  then
. . . . RMAA =  $(\text{MIN}(UMAX2,A(1,t,k)+A(2,t,k)) - U(2)) * SPOT * \rho(2)$ 
. . . SE NÃO
. . . . SE  $(A(2,t,k)+U(1)+VVERT1 > U(2))$  then
. . . . . RMAA = 0.0
. . . . SE NÃO
. . . . . SE  $(\text{ABS}(V(2)-VF(2)) \geq \text{ABS}(V1-VF(1)))$  ENTÃO
. . . . . . RMAA =  $\text{ABS}(V1-VF(1)) * \rho(2) * SPOT$ 
. . . . . SE NÃO
. . . . . . RMAA =  $\text{ABS}(V(2)-VF(2)) * \rho(2) * SPOT$ 
. . . . . SE NÃO
. . . . SE NÃO
. . . SE NÃO
. . SE NÃO
. . CF =  $\text{FCF}(t+1, VF(1), VF(2))$ 
. . CT = CI + CF
. . SE  $(CT < CMIN)$  ENTÃO
. . . CMIN = CT
. . . U1_OT = U(1)
. . . U2_OT = U(2)
. . . SPOT_OT = SPOT
. . . RE1 =  $U(1) * \rho(1) * SPOT - RMAA$ 
. . . RE2 =  $U(2) * \rho(2) * SPOT + RMAA$ 
. . FIM SE
. FIM
FIM
FIM ROTINA

```

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
h	Número de Usinas Hidroelétricas
t	Índice do estágio (T é o número de estágios)
$V(h)$	Estado de Armazenamento do Reservatório h
$FCF(t,V(1),V(2))$	Função de Custo Futuro no estágio t e nos estados $V(1)$ e $V(2)$
CMIN	Custo Operativo Ótimo de um Despacho
k	Índice de Hidrologia (K é o número de vazões)
$U(h)$	Turbinamento da usina h
$VF(h)$	Volume Final da usina h no final do estágio t
$A(h,t,k)$	Afluência k da usina h para o estágio t
EH	Energia Hidro gerada
ET	Energia Térmica gerada
UMIN1, UMIN2	Turbinamento Mínimo
UMAX1, UMAX2	Turbinamento Máximo
VVERT1, VVERT2	Volume Vertido
SPOT	Preço Spot do sistema
RMAA	Remuneração MAA
CI	Custo Imediato
CF	Custo Futuro
CT	Custo Total (imediato + futuro)
VINI()	Volumes Iniciais
AF1,AF2	Vazões de Afluências sorteadas para as usinas
s	Índice da Simulação (S é o número de simulações)
$\rho(h)$	Coefficientes de Produção das Hidroelétricas

12 ANEXO C - ALGORÍTMO DE OPERAÇÃO DE DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

A seguir, será apresentado um algoritmo que implementa a estratégia de maximização de renda de uma usina hidroelétrica *price taker* e J térmicas, utilizando o procedimento recursivo PDEA descrito neste capítulo para o cálculo da função de remuneração futura.

ROTINA PRINCIPAL

**REALIZA A POLITICA E A SIMULAÇÃO DO SISTEMA

```
CALL LECENARIOS
CALL CLASSIFICA
CALL CALCMATRIZ
CALL POLITICA
CALL SIMULAÇÃO
FIM DA ROTINA
```

ROTINA LECENARIOS

**LE OS CENARIOS DE PREÇOS DO SISTEMA E OS CENARIOS DE HIDROLOGIA DA
**USINA HIDROELÉTRICA

```
FAZER s = 1, ..., S
. FAZER t = 1, ..., T
. . LE CENPREC(s, t)           !DEFINE CENARIOS DE PREÇOS
. . LE A(1, t, s)             !DEFINE CENARIOS DE HIDROLOGIA
. FIM
FIM
FIM ROTINA
```

ROTINA CLASSIFICA

**CLASSIFICA OS CENARIOS DE PREÇOS SPOT DE ACORDO COM AS CLASSES
**DEFINIDAS E CALCULA A PROBABILIDADE DE TRANSIÇÃO DE UMA CLASSE m EM
** t PARA UMA CLASSE n EM $t+1$

```
DEFINIE AS CLASSES DE PREÇOS SPOT CLAS(c)
FAZER s = 1, ..., S
. FAZER 10 t = 1, ..., T
```

```

. . FAZER c = 1,...,C
. . . SE (CENPREC(s,t) ≤ CLAS(c)) ENTAO
. . . . SC(s,t) = c
. . . . VAI PARA 10
. . . FIM SE
. . FIM
. 10 CONTINUA
FIM

FAZER c1 = 1,...,C
. FAZER c2 = 1,...,C
. . FAZER t = 1,...,T
. . . PC(t,c1,c2) = 0
. . FIM
. FIM
FIM

FAZER t = 2,...,T
. SE ( t = 2 ) ENTAO
. . FAZER s = 1,...,S
. . . m = SC(s,t) !CLASSE À QUAL PERTENCE O
CENPREC(s,t)
. . . PC(2,m,1) = PC(2,m,1) + 1/S
. . FIM
. SE NAO
. . FAZER s = 1,...,S
. . . m = SC(s,t-1) !CLASSE À QUAL PERTENCE O CENPREC(s,t-1)
. . . n = SC(s,t) !CLASSE À QUAL PERTENCE O CENPREC(s,t)
. . . PC(t,m,n) = PC(t,m,n) + 1 !QTD DE PREÇOS QUE VAO DE m PARA n
. . . TOT(m) = TOT(m) + 1 !QTD DE PREÇOS EM m
. . FIM
. . FAZER m = 1,...,C
. . . FAZER n = 1,...,C
. . . . PC(t,m,n) = PC(t,m,n)/TOT(m)
. . . FIM
. . . TOT(m) = 0
. . FIM
. FIM SE
FIM

```


FIM DA ROTINA

ROTINA CALCMATRIZ

**SORTEIA UMA AMOSTRA DE CENARIOS DE PREÇOS E CALCULA A MATRIZ DE
**PROBABILIDADES DE TRANSIÇÃO DOS PREÇOS SPOT SORTEADOS DE UM ESTÁGIO
**t PARA UM ESTÁGIO t+1

FAZER k = 1,...,K

. ISORT(k) = SORTEIA UM CENARIOS DE PREÇOS !INDICE DO CENARIO DE
PREÇO

. PREC(k,t) = CENPREC(s,t)

FIM

FAZER t = 2,...,T

. FAZER k1 = 1,...,K

. . FAZER k2 = 1,...,K

. . . P(t,k1,k2) = 0

. . FIM

. FIM

FIM

FAZER t = 2,...,T

. SE (t=2) ENTAO

. . FAZER k1 = 1,...,K

. . . P(2,k1,1) = 1/K

. . FIM

. SE NÃO

. . FAZER c = 1,...,C

. . . TOT(c) = 0

. . FIM

. FAZER k = 1,...,K

. . k1= ISORT(k)

. . n = SC(k1,t)

. . TOT(n) = TOT(n) + 1

. FIM

. FAZER k = 1,...,K

. . k1= ISORT(k)

. . n = SC(k1,t-1)

```

. . TOTP = 0
. . FAZER ki = 1,...,K
. . . k2= ISORT(ki)
. . . n = SC(k2,t)
. . . P(t,k1,k2) = PC(t,m,n)/TOT(n)
. . . TOTP = TOTP + P(t,k1,k2)
. . FIM
. . FAZER ki = 1,...,K
. . . P(t,k1,k2) = PC(t,k1,k2)/TOTP
. . FIM
. FIM
FIM
FIM DA ROTINA

```

ROTINA POLITICA

```

**RECURSÃO DE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA AMOSTRAL
**CALCULA A VALOR ESPERADO DA RENDA FUTURA PARA CADA ESTÁGIO, ESTADO E
**POSSÍVEL PREÇO DO SISTEMA - FRF

```

```

FAZER t = T, T-1,...,2          !INICIALIZA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO PARA
CADA
. FAZER k = 1,...,K
. . FRF(t,V(1),k) = 0          !ESTÁGIO, ESTADO E POSSIVEL PREÇO DO
SISTEMA
. FIM
FIM

```

```

FAZER t = T, T-1, ..., 2          !DEFINE ESTÁGIO t
. FAZER V(1) = 0%, 10%, ...,100%  !DEFINE OS ESTADOS V()
. . FAZER k = 1, .. K            !DEFINE CENÁRIOS DE PREÇOS
. . . CALL MAXRENDA(t,V(1),k,LMAX,PREC(k,t)) !CHAMA ROTINA MAXRENDA
. . . FRF(t,V(1),PREC(k,t))= LMAX  !CARREGA FRF
. . FIM
. FIM
FIM
FIM ROTINA

```

ROTINA MAXRENDA (t,V(1),LMAX,PREC(k,t))

****DETERMINA O TURBINAMENTO ÓTIMO DA HIDROELÉTRICA PARA A ESTRATÉGIA DE MAXIMIZAÇÃO DE RENDA EM UM DETERMINADO ESTAGIO, ESTADO E PREÇO DO SISTEMA**

```

LMAX = 0
FAZER i = 1, ..., I
. U(1) = UMIN1 + (UMAX1-UMIN1)*(i-1)/(N1-1)    !DECISAO DA USINA 1
. VF(1) = MIN(V(1)+A(1,t,k)-U(1),VMAX1)
. EH = U(1)*p(1)
. LI = EH*PREC(k,t)                            !CALCULA O LUCRO IMEDIATO
. LF = 0
. FAZER ik = 1, ..., K                          !CALCULA O LUCRO FUTURO
. . SE (t = 1) ENTAO
. . . LF = LF + FRF(t+1,VF(1),VF(2))* 1/K
. . SE NÃO
. . . LF = LF + FRF(t+1,VF(1),VF(2))*P(t+1,k,ik)
. . FIM SE
. FIM
. LT = LI + LF
. SE (LT > LMAX) ENTAO
. . LMAX = LT
. . U1_OT = U(1)
. FIM SE
FIM
FIM ROTINA

```

ROTINA SIMULACAO

****REALIZA O DESPACHO DE MAXIMA RENDA DA HIDROELÉTRICA UTILIZANDO A FRF
PREVIAMENTE CALCULADA PELA POLITICA

```

FAZER k = 1, ..., K                            !DEFINE OS CENARIOS DE PREÇOS
. V(1) = VINI(1)
. FAZER t = 1, ..., T                          !DEFINE ESTÁGIO t
. . DEFINE CENARIO DE PREÇO PREC(k,t)
. . DEFINE CENARIO DE AFLUENCIA AF1
. . CALL MAXRENDA(t,V(1),LMAX,PREC(k,t))
. . GUARDA TODOS OS VALORES OTIMOS PARA O CENARIO k E O ESTAGIO t
. . (EH,VF,...) CALCULADOS PELA ROTINA MINCUSTO
. FIM

```

FIM

FIM ROTINA

A descrição das principais variáveis utilizadas no algoritmo apresentado se encontra a seguir:

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
t	Índice do estágio (T é o número de estágios)
$V(1)$	Estado de Armazenamento do Reservatório
$PREC(k,t)$	Cenários de Preços Spot Sorteados
$FRF(t,V(1),PREC(k,t))$	Função de Renda Futura no estágio t , no estado $V(1)$ e para o preço $PREC(k,t)$
$LMAX$	Lucro Operativo Ótimo de um Despacho
k	Índice de Preço Sorteado (K é o número de Preços Sorteados)
$P(t,k_1,k_2)$	Probabilidade de transição do preço k_1 em t para o preço spot k_2 em $t+1$
$U()$	Turbinamento da usina
$VF()$	Volume Final da usina no final do estágio t
$A(1,t,k)$	Afluência k da usina para o estágio t
EH	Energia Hidro gerada
$\rho()$	Coefficientes de Produção das Hidroelétricas
LI	Lucro Imediato
LF	Lucro Futuro
LT	Lucro Total (imediato + futuro)
$VINI()$	Volume Inicial
$AF1$	Vazões de Afluências da usina
s	Índice de Preços (S é o número de cenários de preços)
$CENPREC(s,t)$	Cenários de Preços spot para cada etapa
c	Índice de Classes de Preços (C é o número de classes)
$SC(s,t)$	Classe à qual pertence o preço do cenário s na etapa t
$CLAS(c)$	Vetor de Classes de Preços