

ALEXANDRE NUNES ZUCARATO

**SIMULAÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA COM
PREDOMINÂNCIA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA**

FLORIANÓPOLIS – SC

2003

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**SIMULAÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA COM
PREDOMINÂNCIA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

ALEXANDRE NUNES ZUCARATO

Florianópolis, Março de 2003

SIMULAÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA COM PREDOMINÂNCIA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

ALEXANDRE NUNES ZUCARATO

“Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.”

Prof. Edson Luiz da Silva, D. Eng.

Orientador

Prof. Edson Roberto de Piere, Dr.

Coordenador do Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Edson Luiz da Silva, D. Eng.

Presidente

Eng. Fabíola Sena Vieira Silveira, D. Eng.

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

“Afirmatio unius non est negatio alterius.”

“A afirmação de uma coisa não é a negação de outra.”

Aristóteles

*À Deucélia,
meu amor.*

*À minha família,
meu porto seguro.*

AGRADECIMENTOS

Gostaria de aproveitar a oportunidade para agradecer a algumas pessoas que muito contribuíram para minha vida acadêmica, sem as quais não seria possível a conclusão deste trabalho.

Inicialmente, gostaria de agradecer ao Prof. Edson Luiz da Silva pela orientação ao longo deste trabalho, confiança, dedicação e amizade.

Ao Prof. Jorge Coelho, cuja tutoria ainda nos tempos de graduação foi de grande importância na minha formação.

Ao Prof. Ildemar Cassana Decker, pela participação na banca examinadora e pelos momentos em que filosofamos a engenharia.

À Eng. Fabíola Sena Vieira Silveira, pela participação na banca examinadora e pelos incentivos em direção à carreira docente.

Aos colegas e amigos do LabPlan, pelo excelente ambiente de trabalho e momentos de descontração. Em especial meus agradecimentos aos colegas Piara, Erlon e Rafael, pelas discussões técnicas que muito contribuíram na elaboração deste trabalho.

Aos amigos que sempre estiveram próximos nos momentos que mais precisei.

Aos meus irmãos, Augusto e André, que sigam seus caminhos em busca da realização.

E especialmente a Afonso, Ana, Daniel e Fátima, por tudo.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

SIMULAÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA COM PREDOMINÂNCIA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

ALEXANDRE NUNES ZUCARATO

Março / 2003

Orientador: Prof. Edson Luiz da Silva, D.Eng.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Sistemas Hidrotérmicos, Mercados de Energia Elétrica, Teoria dos Jogos.

Número de Páginas: 81.

O processo de reestruturação do setor de energia elétrica que vem ocorrendo em todo o mundo nas últimas décadas, visando a melhoria da eficiência na cadeia produtiva e a indução à participação de capital privado, tem como principal pilar a adoção do conceito de mercado. Nesse ambiente de mercado, grande atenção tem sido dispensada ao estudo dos mecanismos de formação de preço, principalmente quanto à capacidade dos agentes em manipular o mercado de energia elétrica em benefício próprio, levando a um comportamento indesejado do mesmo. No sentido de desenvolver regras que inibam práticas anticompetitivas, tem-se adotado a simulação da competição por meio de modelos de equilíbrio de mercados como forma de quantificar o poder de mercado dos agentes. Contudo, os modelos de equilíbrio utilizados nessas simulações não permitem contemplar as particularidades de sistemas de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica. Neste trabalho, propõe-se uma metodologia para estudos de mercados de energia elétrica com predominância hidrelétrica que contemple as características desse tipo de sistema, em particular o acoplamento temporal. A viabilidade conceitual da metodologia proposta é avaliada com sua aplicação a uma configuração hidrotérmica realista, composta por usinas do parque gerador brasileiro.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering

SIMULATION OF ELECTRICITY MARKETS WITH HYDROELECTRIC GENERATION PREDOMINANCE

ALEXANDRE NUNES ZUCARATO

March / 2003

Advisor: Prof. Edson Luiz da Silva, D.Eng.

Area of Concentration: Electric Power Systems

Keywords: Hydrothermal Systems, Electricity Markets, Game Theory.

Number of Pages: 81.

The electric energy industry restructuring process the most countries has faced over the last decades, aiming to improve the industry efficiency and to incentive the private capital participation, has as basis the establishment of a market framework. In this framework, special concern has been dedicated on the pricing mechanism, mainly in relation to the market power that generators can exert, manipulating prices to maximize their profits. In order to develop rules to preclude anticompetitive practices, one has been adopted the market simulation by using market equilibrium models. However, the equilibrium models used on these simulations do not permit consider the peculiarities of electric systems with hydroelectric generation predominance, such as Brazilian System. This work proposes a methodology for studying electricity markets with hydroelectric generation predominance, whose main feature is the temporal coupling among the decision variables. The conceptual feasibility of the proposed methodology is evaluated by mean of an application to a realistic configuration of the Brazilian hydrothermal system.

SUMÁRIO

<u>SUMÁRIO</u>	<u>IX</u>
<u>LISTA DE FIGURAS</u>	<u>XI</u>
<u>LISTA DE TABELAS</u>	<u>XII</u>
<u>LISTA DE SÍMBOLOS</u>	<u>XIII</u>
<u>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO</u>	<u>1</u>
<u>CAPÍTULO II - ESTUDO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	<u>4</u>
II.1 - INTRODUÇÃO	4
II.2 - REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	4
II.3 - MERCADO <i>SPOT</i>	6
II.4 - AVALIAÇÃO DO PODER DE MERCADO	7
II.5 - CONCLUSÕES	9
<u>CAPÍTULO III - MODELOS DE EQUILÍBRIO PARA MERCADOS SOB</u> <u>COMPETIÇÃO IMPERFEITA</u>	<u>10</u>
III.1 - INTRODUÇÃO	10
III.2 - MODELO DE COURNOT.....	10
III.3 - MODELO DE BERTRAND	13
III.4 - EQUILÍBRIO BASEADO EM FUNÇÕES DE OFERTA	14
III.5 - TEORIA DE LEILÕES.....	18
III.6 - CONCLUSÕES	21
<u>CAPÍTULO IV - MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA COM</u> <u>PREDOMINÂNCIA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA</u>	<u>23</u>
IV.1 - INTRODUÇÃO	23
IV.2 - CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	23
IV.3 - MODELO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS.....	24
IV.4 - COMPORTAMENTO DOS AGENTES	26
IV.5 - PARÂMETROS DO MERCADO	28
IV.6 - CONCLUSÕES	29

<u>CAPÍTULO V - METODOLOGIA PROPOSTA.....</u>	31
V.1 - INTRODUÇÃO	31
V.2 - EQUILÍBRIO ESTÁTICO.....	31
V.2.1 - EQUILÍBRIO DE NASH.....	32
V.2.2 - REAÇÃO DE UM AGENTE SATÉLITE.....	34
V.2.3 - REAÇÃO DE UM AGENTE ESTRATÉGICO	35
V.3 - EQUILÍBRIO DINÂMICO	38
V.4 - SIMULAÇÃO DETERMINÍSTICA	41
V.5 - CONCLUSÕES	42
<u>CAPÍTULO VI - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA</u>	43
VI.1 - INTRODUÇÃO	43
VI.2 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA AVALIADO.....	43
VI.3 - DADOS SOBRE A SIMULAÇÃO	46
VI.4 - DESENVOLVIMENTO COMPUTACIONAL	48
VI.5 - RESULTADOS OBTIDOS PARA SIMULAÇÃO EM CARTEL	48
VI.5.1 - EVOLUÇÃO DO PREÇO <i>SPOT</i>	49
VI.5.2 - EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA	51
VI.5.3 - DETERMINAÇÃO DAS GERAÇÕES HIDRELÉTRICA E TERMELÉTRICA	52
VI.5.4 - ANÁLISE DAS OFERTAS DO AGENTE HIDRELÉTRICO	55
VI.6 - RESULTADOS OBTIDOS PARA SIMULAÇÃO SOB COMPETIÇÃO.....	55
VI.7 - RESULTADOS OBTIDOS COM O AUMENTO DA DEMANDA	57
VI.8 - CONCLUSÕES	60
<u>CAPÍTULO VII - CONCLUSÕES.....</u>	63
<u>APÊNDICE A - PD APLICADA AO EQUILÍBRIO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	68
A.1 - INTRODUÇÃO	68
A.2 - APLICAÇÃO DA PD.....	68
<u>APÊNDICE B - CONSTRUÇÃO DA FUNÇÃO DE LUCRO FUTURO</u>	73
B.1 - INTRODUÇÃO	73
B.2 - RESOLUÇÃO DO PROBLEMA	74
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</u>	79

LISTA DE FIGURAS

Figura III-1 – Equilíbrio de Nash no modelo de Cournot.....	12
Figura III-2 – Representação da incerteza na curva de demanda.....	15
Figura III-3 – Função de oferta interceptando cada realização da demanda residual.....	16
Figura III-4 – Funções de oferta: (A) contínua, (B) discreta.....	18
Figura III-5 – Demanda estocástica independente do preço.....	19
Figura V-1 – Convergência do modelo de equilíbrio estático.....	33
Figura V-2 – Curva de oferta total típica.....	36
Figura V-3 – Curva de demanda residual para o Agente 2.....	36
Figura V-4 – Curva de demanda residual adaptada para leilão.....	38
Figura VI-1 – Configuração hidrotérmica utilizada.....	44
Figura VI-2 – Energia afluyente controlável.....	47
Figura VI-3 – Energia afluyente não-controlável.....	47
Figura VI-4 – Preço <i>spot</i> e energia armazenada.....	48
Figura VI-5 – Evolução do preço <i>spot</i>	49
Figura VI-6 – Evolução da energia armazenada.....	52
Figura VI-7 – Geração hidrelétrica em GWmed.....	52
Figura VI-8 – Geração termelétrica em GWmed.....	53
Figura VI-9 – Variação das gerações hidrelétrica e termelétrica.....	54
Figura VI-10 – Oferta do agente estratégico.....	55
Figura VI-11 – Oferta dos agentes estratégicos.....	56
Figura VI-12 – Evolução da energia armazenada.....	58
Figura VI-13 – Evolução do preço <i>spot</i>	59
Figura VI-14 – Geração hidrelétrica em GWmed.....	59
Figura VI-15 – Geração termelétrica em GWmed.....	60
Figura A-1 – Cálculo do custo de operação.....	69
Figura A-2 –PD aplicada ao problema de planejamento energético.....	70
Figura A-3 – Representação analítica da função de custo futuro.....	71
Figura A-4 – Interpolação linear da função de lucro futuro.....	72
Figura A-5 –PD aplicada ao problema de equilíbrio dinâmico.....	72
Figura B-1 – Função de lucro futuro para o estágio 2.....	76
Figura B-2 – Função de lucro futuro para o estágio 3.....	77

LISTA DE TABELAS

Tabela VI-1 – Principais dados das usinas hidrelétricas.....	45
Tabela VI-2 – Principais dados das usinas termelétricas.....	45
Tabela VI-3 – Custo incorrido pelos consumidores.....	50
Tabela VI-4 – Gerações hidrelétrica e termelétrica médias.	54
Tabela VI-5 – Dados Comparativos.	57
Tabela B-1 – Dados do sistema teste.....	73
Tabela B-2 – Afluência e demanda do sistema teste.....	73

LISTA DE SÍMBOLOS

i, j	índice do agente;
q_i	quantidade de energia elétrica a ser produzida pelo agente i ;
$\pi_i(q_i)$	lucro obtido em função da quantidade produzida pelo agente i ;
Q	demanda total do mercado;
$p(Q)$	função inversa da demanda;
$c_i(q_i)$	custo do agente i para produzir a quantidade q_i ;
$D(p)$	função de demanda;
$f_i(q_j)$	curva de reação do agente i em relação à quantidade ofertada pelo agente j ;
s_i	participação do agente i no mercado;
ε	elasticidade da demanda;
ξ	variável aleatória que descreve a incerteza da demanda para um dado preço;
$S_i(p)$	função de oferta do agente i ;
$Dr_i(p, \xi)$	demanda residual do agente i ;
$E[\cdot]$	valor esperado;
\Pr^k	probabilidade de ocorrência da condição k ;
$\lambda_i(q_i)$	preço de mercado em função da quantidade q_i ofertada pelo agente i ;
Q_i	conjunto de restrições operativas para o agente i ;
t	estágio de tempo;
X_i	saldo da CDE do agente i ;
y_i	energia afluyente alocada ao agente i ;
\bar{q}_i	limite de produção do agente i ;
\overline{EA}	capacidade de armazenamento máximo do sistema;
r	índice dos reservatórios do sistema;
R_s	conjunto de reservatórios do sistema;
\overline{X}_r	volume armazenado máximo do reservatório r ;

\underline{X}_r	volume armazenado mínimo do reservatório r ;
J	índice das usinas a jusante do reservatório r ;
J_r	conjunto de usinas a jusante do reservatório r ;
ρ_{eq_J}	produtibilidade equivalente da usina J ;
EC	energia afluyente controlável do sistema;
Λ_r	conjunto de usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório r e o próximo reservatório a jusante;
y_r	vazão natural afluyente ao reservatório r ;
ENC	energia afluyente não controlável do sistema;
Γ_s	conjunto de usinas a fio d'água no sistema;
\bar{y}_J	engolimento máximo da usina a fio d'água J ;
M	índice dos reservatórios a montante da usina a fio d'água J ;
M_J	conjunto de usinas com reservatório, imediatamente a montante da usina a fio d'água J ;
\underline{y}_M	defluência mínima obrigatória do reservatório M ;
β	taxa de atualização monetária;
α_t	valor da função de lucro futuro definido pela aproximação linear para o estágio t ;
$\alpha_{k,t+1}^*$	valor da função de lucro futuro calculado no estado k para o estágio $t+1$;
$\Phi_{k,t+1}^*$	inclinação da reta que une os valores da função de lucro futuro calculados nos estados k e $k+1$ para o estágio $t+1$;
$X_{k,t+1}^*$	estado k do estágio $t+1$;
u	variável inteira.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

O setor de energia elétrica atravessa atualmente um momento de transformação. Essa transformação, embora de origem não consensual, busca atingir objetivos muito claros: melhoria da eficiência na cadeia produtiva e a indução à participação de investimentos privados.

Com a abertura do setor de energia elétrica para a participação de investimentos privados, muito tem se discutido acerca do comportamento do setor sob a égide das regras de mercado. A principal preocupação entretanto resume-se à capacidade dos grandes agentes do mercado em manipular o mercado na busca da maximização de seus lucros.

A análise da capacidade de manipulação do mercado de energia elétrica num ambiente de competição não é uma tarefa trivial, principalmente porque grande parte das ferramentas de estudos econômicos não leva em conta as particularidades do setor de energia elétrica, sobretudo no tocante à impossibilidade de se estocar energia elétrica, à necessidade do equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda, e à forte insensibilidade da demanda quanto ao preço.

Além dessas características, no caso do sistema elétrico brasileiro, onde há a predominância de geração de origem hidráulica, o problema torna-se ainda mais complexo. Diferentemente de sistemas termelétricos, em sistemas hidrotérmicos a operação dos reservatórios faz com que o problema seja não separável no tempo e cada decisão tomada num determinado momento causa impactos que se estendem muito além do momento da tomada de decisão; a incerteza quanto à energia afluente ao sistema torna o problema inerentemente estocástico; a existência de usinas hidrelétricas numa mesma cascata, e o uso múltiplo da água levam à necessidade de uma operação centralizada.

Tradicionalmente, o poder de mercado pode ser avaliado de duas formas não concorrentes: o uso de índices de concentração e simulação do mercado. Para análise de mercados de energia elétrica, tem sido preferida a segunda abordagem visto que os índices de concentração não consideram, além das características supracitadas, os gargalos do sistema de

transmissão. Porém, a simulação do mercado exige modelos de equilíbrio que reflitam, dentro das limitações intrínsecas da modelagem matemática, o comportamento estratégico dos agentes envolvidos. No caso particular do setor elétrico busca-se modelar o comportamento estratégico dos agentes de geração e consumidores de forma a identificar a evolução do mercado. Neste trabalho, considera-se apenas o comportamento estratégico dos agentes de geração, visto que a demanda é considerada insensível ao preço.

Com a constatação de que mercados de energia elétrica não operam na forma de concorrência perfeita, o primeiro passo na modelagem do comportamento dos agentes de geração consiste em aplicar um dos modelos tradicionais da microeconomia para estudo de oligopólios. Como será visto, esses modelos são insuficientes para representar as particularidades do setor, em particular o mecanismo de formação de preço onde todos os agentes são remunerados a um único preço (preço uniforme).

A literatura apresenta ainda outras abordagens para o estudo de mercados de energia elétrica aplicadas, principalmente, em mercados considerados consolidados, como o caso do mercado de energia elétrica britânico. Contudo, este mercado é composto basicamente de usinas termelétricas e a aplicação dessas abordagens para o caso brasileiro não é imediata.

Com base no exposto acima, pode-se afirmar que a principal motivação deste trabalho é a escassez de modelos para estudos de mercados de energia elétrica que contemple as características singulares do setor elétrico brasileiro.

Para tanto, no Capítulo II é feita uma breve descrição das principais características da reestruturação do setor de energia elétrica, com o objetivo de contextualizar o problema de estudos de mercados de energia elétrica, bem como evidenciar a importância desses estudos no desenvolvimento de um arcabouço regulatório capaz de viabilizar o cumprimento dos objetivos propostos pela reestruturação do setor.

Na seqüência, o Capítulo III apresenta os principais modelos para estudo de mercados sob competição imperfeita. Especial atenção é dedicada às características desses modelos de forma a subsidiar o debate em torno da aplicabilidade dos mesmos ao caso brasileiro.

Para permitir uma análise realista do setor elétrico brasileiro em um ambiente de mercado, no Capítulo IV são estabelecidas regras para uma operação baseada em oferta de preços, em particular o mecanismo de formação de preço e o tratamento do risco hidrológico. O desenho de mercado adotado nesse capítulo é baseado nas propostas apresentadas nos relatórios de progresso do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.

Ainda no Capítulo IV discute-se porque os modelos apresentados no Capítulo III não podem ser aplicados imediatamente ao problema proposto.

Desta forma, no Capítulo V é apresentada uma metodologia para o estudo do comportamento estratégico de agentes de geração em mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica. A metodologia proposta utiliza vantagens observadas nos modelos tradicionais de mercados sob competição imperfeita, acrescentando características que melhor representam a realidade de sistemas elétricos com predominância de geração hidrelétrica, onde se destacam o acoplamento temporal e a possibilidade de representação da natureza estocástica da energia afluente.

No Capítulo VI mostram-se os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta a uma configuração hidrotérmica realista, composta por usinas do parque gerador brasileiro. Para fins de comparação, apresentam-se também os resultados obtidos com a operação a mínimo custo dessa configuração. Da análise comparativa desses resultados, pode-se verificar de que forma um agente de geração exerce seu poder de mercado, bem como quantificar o desvio da operação eficiente.

Finalmente, no Capítulo VII são apresentadas as conclusões gerais do trabalho, as principais contribuições e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

ESTUDO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

II.1 - INTRODUÇÃO

As recentes mudanças regulatórias no setor de energia elétrica têm provocado grandes debates sobre o comportamento desse setor em um ambiente de competição. As preocupações mais relevantes concernem à capacidade dos mecanismos de formação de preço de induzir a eficiência econômica na cadeia produtiva, à sua questionável capacidade de promover a expansão e aos reflexos da competição no preço final da energia elétrica para os consumidores.

Para subsidiar a discussão acerca da eficiência dos mecanismos de formação de preço, este capítulo apresenta alguns tópicos essenciais na contextualização do problema.

Inicialmente, descreve-se sucintamente as principais características da reestruturação setorial e identificam-se os arranjos comerciais que podem ser adotados no setor, sendo eles o modelo bilateral e o modelo *pool*, dedicando especial atenção a este último, por ser o mais comumente encontrado nos países que optaram pela reestruturação.

Após a definição do arranjo comercial, ressalta-se o principal questionamento desse arranjo: a possibilidade de manipulação do mercado por parte dos agentes. Esta prática é conhecida como poder de mercado e, juntamente com as incertezas regulatórias, é um dos principais entraves para operação eficiente do setor elétrico num ambiente de mercado. Verifica-se portanto a necessidade da pesquisa em modelos de mercados de energia elétrica, buscando uma melhor compreensão do comportamento dos agentes sob competição dada a importância social e econômica deste setor.

II.2 - REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A partir de meados da década de 1980, o setor elétrico em todo o mundo vem passando por profundas reformas estruturais. Apesar da origem destas reformas não ser consensual, é possível observar seus principais objetivos: a busca de uma maior eficiência na cadeia

produtiva e a indução à participação de capital privado. Para atingir esses objetivos, a reestruturação setorial passa pela criação de um ambiente de mercado, possibilitando que a livre concorrência induza a eficiência e atraia investidores privados mediante busca legítima do lucro.

A operacionalização de um ambiente de mercado tem sido feita de diversas maneiras pelos países que optaram pela reestruturação, porém é possível se observar algumas características comuns, sendo elas a desverticalização da cadeia produtiva, a separação entre produto e serviço, a criação de uma estrutura onde os agentes estabeleçam seus negócios e a criação de um ambiente regulatório que conduza o setor [1].

Tradicionalmente, o setor elétrico foi constituído por empresas verticalizadas, integrando as atividades de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Sob o paradigma de mercado, fez-se necessária a desverticalização dessas atividades, onde cada uma é desempenhada de forma independente e autônoma, para que a livre concorrência na compra e venda de energia elétrica pudesse ocorrer sem que, por exemplo, um agente de geração proprietário de linhas de transmissão impeça o acesso de seus concorrentes ao sistema.

Além do desmembramento das atividades existentes, uma nova atividade surgiu com a reforma setorial: a atividade de comercialização, responsável pelas transações comerciais de compra e venda, sendo normalmente exercida em conjunto com as atividades de distribuição ou geração.

A desverticalização ainda é responsável pela separação entre produto e serviços. O produto da indústria é a energia elétrica, considerando-se como serviços o transporte da energia elétrica (transmissão e distribuição) e os serviços ancilares necessários à manutenção da confiabilidade do sistema (controle de tensão, controle de frequência, restauração do sistema, dentre outros).

Estabelecidas as atividades da cadeia produtiva, a competição é introduzida apenas nos segmentos de geração e comercialização, visto que a transmissão e distribuição são consideradas monopólios naturais¹. Para o desenvolvimento da concorrência nos segmentos de geração e comercialização, é imperativo que os agentes pertencentes a estes segmentos tenham livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

¹ Situação limite onde o monopólio corresponde à configuração mais eficiente para prover toda a demanda do mercado, não sendo prática a livre concorrência [2].

Além desses arranjos institucionais, a peça central na reestruturação do setor elétrico tem sido o mercado de energia elétrica propriamente dito. É neste mercado que os agentes de geração e comercialização estabelecem os seus negócios. O mercado de energia elétrica pode ser implementado sob dois modelos básicos, o modelo bilateral e o modelo *pool*.

No modelo bilateral, os agentes estabelecem contratos físicos de compra e venda de energia elétrica. O despacho realizado pelo operador do sistema visa a minimização da diferença entre a geração efetiva e os contratos firmados entre os agentes.

O modelo *pool*, mais freqüentemente utilizado, é caracterizado por um despacho centralizado que minimize o custo de operação. A minimização do custo de operação é obtida por meio de um mercado *spot*, onde os agentes de geração são despachados segundo uma ordem de mérito e o preço à vista (preço *spot*) é o preço de equilíbrio no qual a oferta se iguala à demanda. Como toda transação deve ser realizada através do *pool*, qualquer contratação bilateral é um contrato financeiro (em contraste com os contratos físicos citados anteriormente) que tem por finalidade reduzir a exposição dos agentes à volatilidade do preço *spot*. Neste tipo de contrato compradores e vendedores acordam preços e quantidades transacionadas, sendo que parte do preço não coberto pelo preço *spot* é assumida por um dos contratados. A seção seguinte apresenta mais detalhes inerentes a um mercado *spot*.

II.3 - MERCADO SPOT

O principal objetivo do mercado *spot* é garantir a eficiência econômica da cadeia produtiva de energia elétrica. Mais especificamente, a eficiência almejada pode ser separada em eficiência alocativa, que consiste na definição de um preço para energia elétrica que reflita o custo marginal de produção; e eficiência produtiva, definida como o uso eficiente dos recursos de geração disponíveis.

A formação do preço num mercado *spot*, principal forma de atingir a eficiência, pode-se dar por meio de dois mecanismos distintos: *tight pool* ou *loose pool*.

Em mercados do tipo *tight pool*, de forte característica centralizada, apenas os agentes de geração termelétrica ofertam preços e quantidades ao operador do mercado, enquanto os agentes de geração hidrelétrica indicam a disponibilidade de suas usinas. De posse destes dados e do custo do déficit, o operador do mercado define o valor da água por meio de modelos computacionais de otimização que visam minimizar o custo total de produção. Após

a definição do valor da água, as usinas são “empilhadas” em ordem crescente de preço (ordem de mérito) até que a demanda seja atendida e se atinja o preço de equilíbrio [2].

O modelo *loose pool* pode ser definido como um leilão simultâneo, vertical e de preço uniforme², onde todos os agentes ofertam preços e quantidades para suprir uma determinada demanda, sendo que todas as ofertas aceitas são remuneradas pela oferta marginal. Este procedimento é equivalente a utilizar as ofertas dos agentes para construir a ordem de mérito sem a necessidade do modelo computacional de otimização.

Apesar do modelo *tight pool* garantir o despacho eficiente visto que o mesmo utiliza modelos computacionais de otimização que identificam o mínimo custo de operação, o modelo *loose pool* tem sido preferido em ambientes de mercado por possibilitar que os agentes gerenciem seus próprios riscos, requisito indispensável para a prática competitiva.

A grande desvantagem de um modelo de formação de preços baseado em leilão, como o modelo *loose pool*, é a prática de poder de mercado por parte dos agentes. Enquanto no modelo centralizado o montante despachado e o preço são definidos de forma a minimizar o custo de operação, em um leilão existe espaço para um agente suficientemente grande (estratégico) manipular o mercado. Neste caso, é necessária a implementação de um leilão tal que os agentes sejam incentivados a ofertar seus verdadeiros custos de produção.

II.4 - AVALIAÇÃO DO PODER DE MERCADO

A possibilidade de exercício de poder de mercado é um dos grandes desafios na implementação de um mercado de energia elétrica baseado em oferta de preços (i.e. *loose pool*). Para o projeto de um mercado eficiente faz-se necessário entender de que forma o poder de mercado pode ser exercido pelos diversos agentes.

Define-se poder de mercado como a capacidade de um agente manipular o preço de um mercado em benefício próprio. No caso específico do setor elétrico, esta manipulação pode ser feita aumentando o preço ofertado, o que também implica na diminuição da probabilidade de ser despachado, ou diminuindo a quantidade ofertada, fazendo com que ofertas de geradores mais caros sejam requisitadas para o atendimento da demanda, elevando o preço de equilíbrio. Em mercados de energia elétrica, algumas características intrínsecas ao sistema amplificam a possibilidade de manipulação do preço, como por exemplo a impossibilidade de

² Esta definição do modelo de formação de preço é utilizada por [3].

estocagem do produto, restrições de capacidade significativas, gargalos no sistema de transmissão, e a insensibilidade da demanda em relação ao preço³.

Como resultado desta manipulação, além do aumento do preço (ineficiência alocativa) pode ocorrer também ineficiência produtiva, i.e., distorções na ordem de mérito, levando ao uso ineficiente dos recursos disponíveis. Para o caso de sistemas hidrotérmicos, a manipulação do mercado faz com que a capacidade de transferência de energia dos reservatórios do sistema seja subutilizada [4].

Para avaliar a possibilidade de exercício de poder de mercado, tradicionalmente utilizam-se os índices de concentração, particularmente o índice Hirschmann-Herfindall (HHI). Porém, na aplicação ao mercado de energia elétrica, estes índices não capturam aspectos importantes do setor além da concentração do mercado, como a sensibilidade do preço em relação à quantidade ofertada, além das supracitadas características do mercado de energia elétrica [4].

Desta forma, a principal abordagem para avaliação do poder de mercado é a compreensão da natureza da competição em mercados de energia elétrica, possibilitando a simulação do mercado por meio de modelos de equilíbrio de oligopólio [4]. Os resultados obtidos com a simulação podem então ser comparados com a operação a mínimo custo, permitindo assim quantificar o poder de mercado dos agentes por meio do monitoramento do preço de equilíbrio em função do comportamento estratégico dos agentes. Além de disponibilizar ao regulador do sistema uma ferramenta que permita identificar a prática anticompetitiva e possibilitar o desenvolvimento de regras que inibam esta prática, a simulação do mercado pode ainda subsidiar a implementação de uma ferramenta de apoio à decisão no desenvolvimento de estratégias de oferta por parte dos agentes.

Definir um modelo de oligopólio que contemple as principais características operativas e comerciais de um mercado de energia elétrica não é trivial, principalmente porque algumas dessas características como a necessidade do equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda e a remuneração por preço uniforme inviabilizam o uso de ferramentas tradicionais da teoria microeconômica. O capítulo seguinte apresenta algumas das mais relevantes abordagens para modelagem do comportamento estratégico de agentes em mercados sob competição imperfeita.

³ Também denominada inelasticidade da demanda.

II.5 - CONCLUSÕES

Conforme observado neste capítulo, na maioria dos países onde a reforma do setor elétrico tem sido implementada o mercado de energia elétrica opera sob o paradigma *pool*, mais especificamente baseado em oferta de preços, também denominado *loose pool*. O uso de um modelo de oferta de preços é apontado pelos seus defensores como imprescindível pois permite que os agentes do setor gerenciem seus próprios riscos.

Contudo, a eficiência econômica da cadeia produtiva pode ser comprometida caso os agentes não ofertem seus verdadeiros custos de produção ou manipulem o mercado de forma a aumentar seus benefícios, i.e. o exercício de poder de mercado.

Em virtude das particularidades do setor elétrico, tem-se verificado que os índices de concentração tradicionais não são adequados para identificar potencialidades de abuso do poder de mercado. Como alternativa, é preferível abordar o problema por meio de modelos de equilíbrio de mercados sob competição imperfeita, ou oligopólios, e observar a evolução do preço de equilíbrio do mercado e a receita dos agentes em função das estratégias de oferta de cada agente.

A aplicação de modelos de oligopólios ao mercado de energia elétrica é uma atividade multidisciplinar e, além dos conhecimentos em sistemas de energia elétrica, envolve a teoria microeconômica e a teoria de jogos.

No capítulo seguinte faz-se uma revisão dos principais modelos de mercados sob competição imperfeita abordados na literatura e discute-se suas potencialidades na aplicação ao mercado de energia elétrica.

CAPÍTULO III

MODELOS DE EQUILÍBRIO PARA MERCADOS SOB COMPETIÇÃO IMPERFEITA

III.1 - INTRODUÇÃO

O estudo da interação entre os agentes em um mercado de energia elétrica necessita de modelos matemáticos que possam prever o comportamento destes agentes sob competição. Conforme destacado anteriormente, o mercado de energia elétrica é caracterizado como um oligopólio, ou seja, um mercado com um número insuficiente de agentes para possibilitar que a competição minimize o custo de produção.

Este capítulo apresenta quatro modelos utilizados na literatura para estudos de mercados sob competição imperfeita. Os dois primeiros são aplicações clássicas da teoria microeconômica enquanto os demais são modelos mais sofisticados que contemplam algumas das especificidades de mercados de energia elétrica⁴.

III.2 - MODELO DE COURNOT

O modelo clássico de Cournot, desenvolvido em 1838, consiste no estudo da interação de um duopólio, onde os agentes produzem produtos idênticos e a variável de decisão é a quantidade ofertada [5]. O preço de mercado é definido pela função inversa de demanda⁵, $p(Q) \equiv p(q_1, q_2)$ tal que $Q = q_1 + q_2$. A função de custo de produção de um Agente i é dada por $c_i(q_i)$, $i = 1, 2$.

O problema de maximização do lucro do Agente i é:

$$\max_{q_i} \pi_i(q_i, q_j) = p(Q) \cdot q_i - c_i(q_i) \quad (\text{III-1})$$

⁴ A discussão da aplicabilidade dos modelos apresentados neste capítulo ao mercado de energia elétrica em estudo neste trabalho é feita no Capítulo IV.

⁵ A função de demanda, $Q = D(p)$, fornece a quantidade consumida em função do preço.

Observe que o lucro do Agente i depende da quantidade ofertada pelo Agente j . Desta forma, o Agente i deve prever a quantidade ofertada pelo Agente j visando ofertar uma quantidade que maximize seu lucro.

A condição de primeira ordem para a maximização do lucro é descrita por:

$$\frac{\partial \pi_i(q_i, q_j)}{\partial q_i} = p(Q) + p'(Q) \cdot q_i - c'_i(q_i) = 0 \quad (\text{III-2})$$

Da Equação (III-2) pode-se obter a escolha ótima do Agente i em função de suas previsões sobre a escolha do Agente j . Expressando esta relação por meio de $q_i = f_i(q_j)$, $f_i(\cdot)$ é denominada função de reação do Agente i e descreve como este agente reage frente a alterações em suas previsões sobre a escolha do Agente j . Substituindo esta relação em (III-2), tem-se:

$$\frac{\partial \pi_i(f_i(q_j), q_j)}{\partial q_i} = 0 \quad (\text{III-3})$$

A determinação analítica da função de reação é obtida derivando-se⁶ (III-3) em relação a q_j e resolvendo a equação diferencial:

$$f'_i(q_j) = - \frac{\partial^2 \pi_i(\cdot) / \partial q_i \partial q_j}{\partial^2 \pi_i(\cdot) / \partial q_i^2} \quad (\text{III-4})$$

O denominador de (III-4) possui sinal negativo em virtude da condição de segunda ordem para maximização do lucro do Agente i . O numerador é dado por:

$$\frac{\partial^2 \pi_i(q_i, q_j)}{\partial q_i \partial q_j} = p'(Q) + p''(Q) \cdot q_i \quad (\text{III-5})$$

Se a função inversa da demanda, $p(Q)$, for côncava e monotonicamente decrescente (o que tipicamente ocorre) então (III-5) é negativa. Desta forma, como o numerador e o denominador da razão que define a derivada da função de reação são negativos, então (III-4) também possui sinal negativo, implicando numa função de reação monotonicamente decrescente. Isso indica que a quantidade ótima ofertada pelo Agente i diminui com o aumento da quantidade ofertada pelo Agente j .

⁶ A derivada de uma função composta $F(x, y) = 0$ em relação a x , onde $y = f(x)$, é dada por

$$\frac{dF(x, y)}{dx} + \frac{dF(x, y)}{dy} \cdot \frac{df(x)}{dx} = 0. \text{ No caso, } F(x, y) \text{ corresponde a } \frac{\partial \pi_i(f_i(q_j), q_j)}{\partial q_i}.$$

A teoria dos jogos define o equilíbrio de Nash como “o conjunto de decisões dos agentes onde cada agente escolhe a decisão que maximiza seu benefício baseado nas suas previsões acerca das decisões dos demais, desde que estas previsões estejam corretas” [5].

Note-se que a aplicação desse conceito ao duopólio de Cournot é imediata. Se a previsão do Agente i acerca da quantidade ofertada pelo Agente j está correta, então (III-3) fornece a quantidade que maximiza seu lucro. O equilíbrio de Nash é então dado pelo par $[q_1^*, q_2^*]$ tal que:

$$\begin{aligned} q_1^* &= f_1(q_2^*) \\ q_2^* &= f_2(q_1^*) \end{aligned} \tag{III-6}$$

Graficamente, o equilíbrio de Nash é a interseção das curvas de reação dos agentes, conforme ilustrado na Figura III-1.

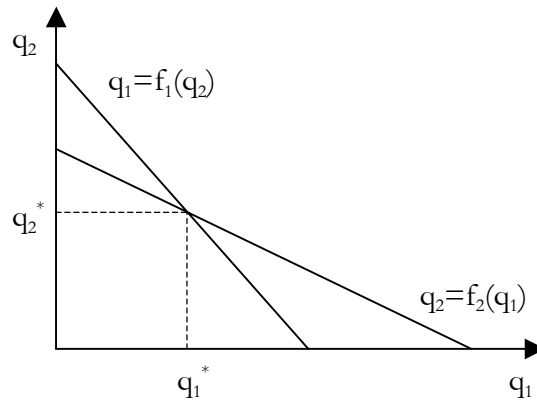


Figura III-1 – Equilíbrio de Nash no modelo de Cournot.

Generalizando os resultados de Cournot para N agentes e considerando $Q = \sum_i q_i$, a condição de primeira ordem (Equação III-2) para maximização do lucro do Agente i pode ser reescrita como [5]:

$$p(Q) \cdot \left[1 + \frac{dp(Q)}{dQ} \frac{q_i}{p(Q)} \right] = c'_i(q_i) \tag{III-7}$$

Definindo $s_i = q_i/Q$ como a participação do Agente i no mercado e a elasticidade da demanda como $\varepsilon = \frac{p(Q)}{Q} \cdot \frac{dQ}{dp(Q)}$, tem-se [5]:

$$p(Q) \cdot \left[1 + \frac{s_i}{\varepsilon} \right] = c'_i(q_i) \tag{III-8}$$

Esta equação descreve o comportamento do preço de mercado em função da participação relativa dos agentes. Se $s_i = 1$, a Equação (III-8) descreve um monopólio e se $s_i \rightarrow 0$, o equilíbrio no modelo de Cournot se aproxima da concorrência perfeita.

Particularizando este resultado para o caso onde os agentes possuem custos marginais constantes iguais a c e para um equilíbrio simétrico⁷, onde $s_i = 1/N$, então:

$$p(Q) \cdot \left[1 + \frac{1}{N\varepsilon} \right] = c \quad (\text{III-9})$$

Se adicionalmente a elasticidade da demanda é constante, a Equação (III-9) mostra que o preço depende exclusivamente do número de agentes no mercado. Fazendo $N \rightarrow \infty$, o preço tende para o custo marginal, conforme já observado na interpretação da Equação (III-8).

III.3 - MODELO DE BERTRAND

Análogo ao modelo de Cournot, porém utilizando os preços ofertados como variável estratégica, o modelo clássico Bertrand, de 1883, descreve a interação de um duopólio onde os agentes envolvidos não apresentam restrições de capacidade de produção [5].

Para um duopólio simétrico, o resultado é trivial. Ambos agentes ofertam seu custo marginal de produção, visto que uma oferta do Agente i acima do custo marginal possibilita que o Agente j atenda a demanda sozinho ofertando um preço menor que aquele do Agente i . Esta concorrência induz a oferta ao custo marginal, com cada agente produzindo metade da quantidade demandada.

Entretanto, num duopólio assimétrico tal que $c_1 < c_2$, esta concorrência não existe pois a menor oferta que o Agente 2 pode fazer sem incorrer em prejuízo é seu custo marginal. Neste caso, o equilíbrio de Nash é dado por $p_1 = c_2 - \delta$ e $p_2 \geq c_2$, δ tão pequeno quanto se queira. Em virtude da capacidade irrestrita, o Agente 1 atende toda a demanda enquanto o Agente 2 não produz. Conforme será visto posteriormente, a competição de Bertrand para o caso assimétrico guarda grandes semelhanças com a teoria de leilões [5].

⁷ O equilíbrio simétrico ocorre quando todos os agentes escolhem a mesma estratégia. Em Cournot, isto significa a mesma quantidade ofertada. Em um duopólio simétrico, i.e., agentes com mesmo custo de produção e tamanho, o único equilíbrio possível é o simétrico.

Se for considerada a existência de restrições de capacidade nos agentes do modelo de Bertrand, os resultados obtidos tornam-se bastante distintos daqueles apresentados acima quando a capacidade individual de cada agente é insuficiente para atender a demanda individualmente. A solução para este tipo de situação é dividir o problema em dois estágios, de modo que, inicialmente, os agentes escolhem as quantidades a produzir. Supondo definidas as quantidades ofertadas no primeiro estágio, o preço escolhido pelos agentes é tal que a demanda coincida com a quantidade total ofertada. Sabendo que no segundo estágio a escolha de preço será baseada pela curva de demanda, então no primeiro estágio cada agente escolhe a oferta do equilíbrio de Cournot [6].

III.4 - EQUILÍBRIO BASEADO EM FUNÇÕES DE OFERTA

Durante aproximadamente um século, os modelos de Cournot e Bertrand foram utilizados intensivamente no estudo de oligopólios, porém, em 1989, Paul Klemperer e Margaret Meyer [7] questionaram estes modelos alegando que as estratégias de oferta de Cournot e Bertrand, quantidade fixa e preço fixo, respectivamente, não são as melhores estratégias para agentes em mercados sob competição imperfeita em virtude das não idealidades do mundo real.

Particularmente, Klemperer e Meyer discutiram a incerteza associada à demanda do mercado e propuseram uma estratégia baseada em funções de oferta. Quando a demanda é incerta, é preferível aos agentes a escolha de uma função de oferta que relacione a quantidade ótima a ser produzida com o preço de mercado para cada realização da demanda, ao invés das estratégias constantes de acordo com Cournot e Bertrand.

O principal caso do estudo de Klemperer e Mayer analisa um duopólio simétrico. A demanda é considerada dependente do preço, porém incerta, requerendo a introdução de uma variável aleatória para representar essa incerteza. Assim, a demanda é descrita por $Q = D(p, \xi)$ ⁸, onde p é o preço de liquidação do mercado e ξ é uma variável aleatória que

⁸ Em 1992, Richard Green e David Newbery [8] aplicaram a abordagem de Klemperer e Meyer ao problema de mercados de energia elétrica. Nesta aplicação, Green e Newbery substituíram a variável aleatória ξ pela variável de tempo t . O tempo é ordenado de forma que a demanda máxima ocorra em $t = 0$. $D(p, t)$ é então interpretada como uma curva de duração de carga, informando o número de horas que a demanda é maior que D [9].

descreve a incerteza da demanda para um dado preço. Os limites máximo e mínimo da variável aleatória são dados por $\underline{\xi}$ e $\bar{\xi}$ respectivamente. Para um dado ξ , a função que relaciona preço e quantidade é considerada decrescente e côncava, matematicamente:

$$\frac{\partial D(p, \xi)}{\partial p} < 0, \quad \frac{\partial^2 D(p, \xi)}{\partial p^2} \leq 0 \quad (\text{III-10})$$

A Figura III-2 ilustra a variação da demanda em função de p e ξ .

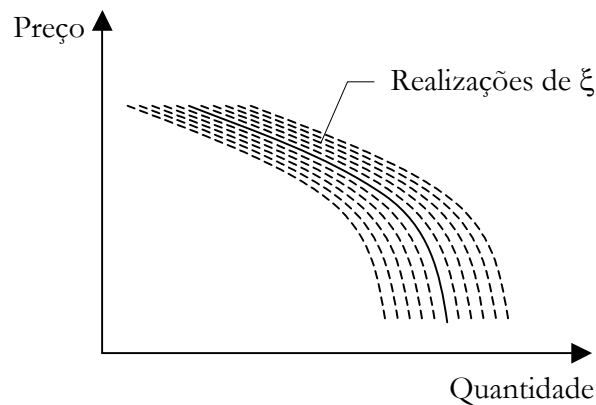


Figura III-2 – Representação da incerteza na curva de demanda.

Como o caso em estudo é um duopólio simétrico, os agentes possuem a mesma função de custo de produção, pressuposta crescente e convexa, dada por $c(q)$, ou matematicamente:

$$\frac{\partial c(q)}{\partial q} \equiv c'(q) > 0, \quad \frac{\partial^2 c(q)}{\partial q^2} \equiv c''(q) > 0 \quad (\text{III-11})$$

O conceito de equilíbrio de Nash em funções de oferta é idêntico ao conceito apresentado na Seção III-2⁹. Definindo-se a função de oferta de um Agente i como $S_i(p)$, pode-se expressar o equilíbrio como o par $[S_i(p), S_j(p)]$, tal que $S_i(\cdot)$ maximize o lucro do Agente i dado que o Agente j escolha $S_j(\cdot)$, $i, j = 1, 2, i \neq j$.

Para formular o problema de maximização do lucro do Agente i é necessário, inicialmente, definir o conceito de demanda residual. A demanda residual de um agente é interpretada pela parcela de demanda do mercado que este agente enxerga, sendo dada pela

⁹ O conjunto de decisões dos agentes onde cada agente escolhe a decisão que maximiza seu benefício baseado nas suas previsões acerca das decisões dos demais, desde que estas previsões estejam corretas.

diferença entre a demanda do mercado e a função de oferta de seu concorrente. Matematicamente, a demanda residual do Agente i é:

$$Dr_i(p, \xi) = D(p, \xi) - S_j(p) \tag{III-12}$$

Como ξ é um escalar, o conjunto dos pontos que maximizam o lucro do Agente i ao longo de sua curva de demanda residual com a variação de ξ é uma curva unidimensional que relaciona preço e quantidade. Se esta curva pode ser descrita por uma função de oferta que intercepta cada realização da curva de demanda residual apenas uma vez, então esta função de oferta garante a maximização do lucro do Agente i , independentemente da realização da demanda [7]. Um exemplo do comportamento desta função de oferta está ilustrado na Figura III-3.

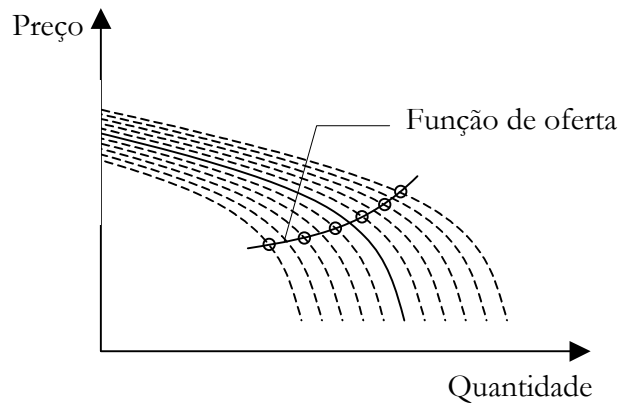


Figura III-3 – Função de oferta interceptando cada realização da demanda residual.

Desta forma, o problema da maximização do lucro pode ser descrito pela maximização do lucro para cada valor de ξ (realização). Para o Agente i , tem-se [7]:

$$\max_p \pi_i(p) = p \cdot [D(p, \xi) - S_j(p)] - c(D(p, \xi) - S_j(p)) \tag{III-13}$$

A condição de primeira ordem (i.e. a derivada em relação ao preço) é dada por:

$$D(p, \xi) - S_j(p) + [p - c'(D(p, \xi) - S_j(p))] \cdot \left[\frac{\partial D(p, \xi)}{\partial p} - \frac{\partial S_j(p)}{\partial p} \right] \tag{III-14}$$

A Equação (III-14) determina implicitamente o preço p que maximiza o lucro do Agente i para cada valor de ξ . Descrevendo esses pontos por $p = p^*(\xi)$, a quantidade ótima correspondente a cada valor de ξ é dada por $D(p^*(\xi), \xi) - S_j(p^*(\xi)) \equiv q^*(\xi)$. As funções $p^*(\xi)$ e $q^*(\xi)$ representam o conjunto de pontos que maximizam o lucro do Agente

i em função da variação de ξ . Assumindo que $p^*(\xi)$ admite uma função inversa $\xi = (p^*)^{-1}(p)$, a função que descreve esse conjunto de pontos é a própria função de oferta do Agente i , dada por $S_i(p) \equiv q^*((p^*)^{-1}(p))$.

Substituindo a identidade acima e utilizando a função inversa da curva de demanda¹⁰, $\xi = e(Q, p)$, pode-se reescrever a Equação (III-14) de forma que esta defina implicitamente a função de oferta que maximiza o lucro do Agente i ao invés do preço p para cada valor de ξ .

$$S_i(p) + [p - c'(S_i(p))] \cdot \left[\frac{\partial D(p, e(S_i(p) + S_j(p), p))}{\partial p} - \frac{\partial S_j(p)}{\partial p} \right] = 0 \quad (\text{III-15})$$

Klemperer e Meyer [7] mostraram que, para este caso onde analisa-se um duopólio simétrico, existe apenas o equilíbrio simétrico, onde $S_i(p) = S_j(p) \equiv S(p)$, e neste caso (III-15) pode ser reescrita como:

$$\frac{\partial S(p)}{\partial p} = \frac{S(p)}{p - c'(S(p))} + \frac{\partial D(p, e(2S(p), p))}{\partial p} \quad (\text{III-16})$$

Considerando que a função de oferta normalmente é crescente, os autores concentraram-se nos pontos que satisfazem $0 < \frac{\partial S(p)}{\partial p} < \infty$, i.e.,

$$c'(S(p)) < p < \left[c'(S(p)) - \frac{q}{\frac{\partial D(p, e(2S(p), p))}{\partial p}} \right] \quad (\text{III-17})$$

Da análise destas condições de contorno, conclui-se que o equilíbrio baseado em funções de oferta é limitado inferiormente pela função de oferta de Bertrand (preço constante) e superiormente pela função de oferta de Cournot¹¹ (quantidade constante).

Verificando ainda as condições de segunda ordem para maximização do lucro, os autores mostraram que se a demanda pode ser arbitrariamente alta com alguma probabilidade (i.e. o limite superior da variável aleatória é infinito), então o equilíbrio obtido baseado em

¹⁰ A função inversa de $Q = D(p, \xi)$ é dada por $\xi = e(Q, p)$ tal que $Q = D(p, e(Q, p))$ [9].

¹¹ Esta expressão para a oferta de Cournot é idêntica à Equação (III-7).

funções de oferta é único. Caso contrário existe um conjunto de equilíbrios localizados entre os resultados de Bertrand e Cournot.

III.5 - TEORIA DE LEILÕES

Críticos da abordagem de Klemperer e Meyer para a modelagem da competição em mercados de energia elétrica, em virtude da necessidade da função de oferta ser contínua e diferenciável, Nils-Henrik von der Fehr e David Harbord [10] utilizaram em 1992 a teoria de leilões¹² para descrever a interação entre os agentes de um mercado de energia elétrica. Num leilão de preço uniforme, como no caso de mercados de energia, o objetivo é resolver um conflito entre ofertar um valor baixo e ter a oferta aceita, garantindo a remuneração ou ofertar um valor alto para aumentar a remuneração, porém reduzindo a probabilidade de ter a oferta aceita.

Fehr e Harbord mostraram que a oferta em patamares descontínuos, característico da teoria de leilões, torna a modelagem mais realista. A Figura III-4 ilustra a diferença entre funções de oferta contínua e discreta.

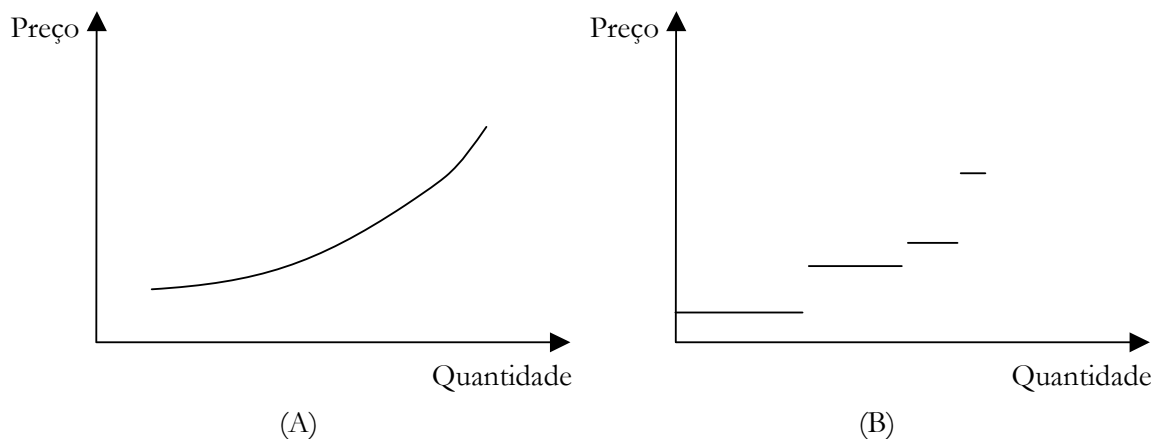


Figura III-4 – Funções de oferta: (A) contínua, (B) discreta.

A Figura III-4 (A) mostra uma função de oferta contínua, resultado típico da abordagem de Klemperer e Meyer. Na Figura III-4 (B) está representada uma função de oferta discreta,

¹² Mais precisamente, o modelo de leilão adotado é um leilão simultâneo, de preço uniforme e valores privados. O preço uniforme indica que as ofertas aceitas são remuneradas pelo preço da oferta marginal e os valores privados implicam que o benefício de um agente é dado pela diferença entre o preço de mercado e seu custo marginal [9]. Para uma descrição detalhada dos tipos de leilões, vide [11].

onde um agente oferta quatro patamares ao operador do mercado. No presente trabalho admite-se que o agente oferte um único patamar.

A análise de Fehr e Harbord concentrou-se em um caso de duopólio assimétrico, porém grande parte dos resultados obtidos possa ser generalizada para oligopólios.

Os agentes do duopólio possuem custos marginais constantes, c_1 e c_2 , tal que $c_1 < c_2$. A capacidade de produção do Agente i é dada por \bar{q}_i . Os agentes ofertam preços p_i e o operador do mercado constrói a função de oferta do mercado em ordem crescente de preço (ordem de mérito). A demanda é considerada independente do preço, i.e. perfeitamente inelástica, e a incerteza é modelada por meio de uma variável aleatória. Diferentemente da representação da demanda da seção anterior, como uma função do preço e de uma variável aleatória, neste caso a independência do preço permite representar a demanda pela própria variável aleatória, $D \in [\underline{D}, \bar{D}] \subseteq [0, \bar{q}_1 + \bar{q}_2]$, com uma distribuição de probabilidade $G(D)$. Esta representação é ilustrada na Figura III-5. Considera-se ainda que os dados referentes aos custos marginais, capacidades e demanda são de conhecimento comum¹³.

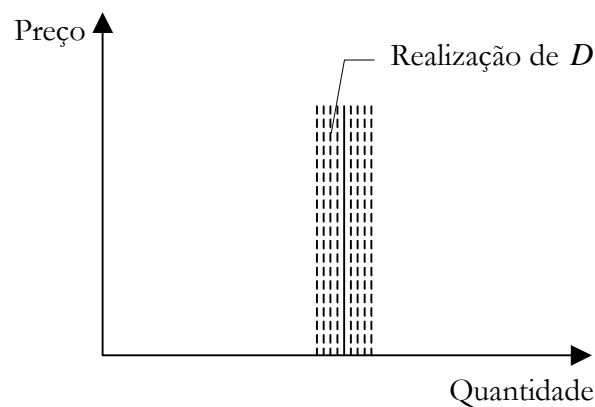


Figura III-5 – Demanda estocástica independente do preço.

¹³ Uma abordagem alternativa para a modelagem de mercados de energia elétrica por meio da teoria de leilões é proposta em [12] e [13] onde, além da incerteza na demanda, considera-se que um agente conheça precisamente apenas seu custo marginal e os custos marginais dos concorrentes são representados por variáveis aleatórias e pelas respectivas funções de distribuição.

O comportamento do Agente i é neutro em relação ao risco, buscando então a maximização de seu lucro esperado $E[\pi_i]$. Este problema¹⁴ é dado genericamente por:

$$\max E[\pi_i] = \pi_i^1(b, D) \cdot \Pr^1 + \pi_i^2(b, D) \cdot \Pr^2 \quad (\text{III-18})$$

onde:

1 e 2 indicam respectivamente a condição de inframarginal ou marginal do Agente i ;

$\pi_i^k(b, D)$ é o lucro associado à condição k do Agente i ;

b é o vetor de ofertas dos agentes;

D é a demanda;

\Pr^k é a probabilidade de ocorrência da condição k .

A condição de primeira ordem para a maximização de (III-18) fornece as equações necessárias para a determinação da oferta ótima do Agente i .

Fehr e Harbord discutiram os tipos de equilíbrio em estratégia pura¹⁵ que podem ocorrer neste modelo. Desta discussão, os autores estabeleceram cinco proposições dentre as quais destacam-se:

Proposição 2: Se $\Pr(D < \min\{\bar{q}_1, \bar{q}_2\}) = 1$, existe equilíbrio em estratégia pura no qual o preço de liquidação do mercado iguala o custo marginal do agente menos eficiente, c_2 , e apenas o Agente 1 produz.

Como a demanda pode ser atendida por apenas um agente com probabilidade unitária, os agentes competem para serem despachados. Esta competição leva o Agente 1, mais eficiente, a ofertar um preço abaixo do custo marginal do Agente 2, garantindo o despacho. Porém, o Agente 1 pode elevar seu lucro, aumentando o preço ofertado, desde que sua oferta não ultrapasse o custo marginal do Agente 2¹⁶.

¹⁴ Em leilões onde o agente oferta mais de um par preço-quantidade, a maximização do lucro envolve ainda o termo associado à condição supramarginal. Mesmo que a oferta mais cara de um agente seja supramarginal, o agente é remunerado pelas suas ofertas aceitas [12].

¹⁵ Equilíbrio em estratégia pura é caracterizado quando a escolha da estratégia ótima de um agente é feita com probabilidade unitária. Em contraste, o equilíbrio em estratégia mista ocorre quando o agente escolhe aleatoriamente, segundo uma distribuição de probabilidade, uma estratégia pertencente a um conjunto de estratégias.

¹⁶ Este resultado é idêntico ao caso de duopólio assimétrico no modelo de Bertrand, descrito na Seção III-3.

Este resultado pode ser estendido para oligopólios. Se a demanda é menor que a capacidade do agente n na ordem de mérito ($n <$ número total de agentes), então este agente será marginal com probabilidade unitária e o preço de liquidação do mercado não poderá exceder o custo marginal do agente $n+1$ na ordem de mérito.

Proposição 3: Se $\Pr(D > \max\{\bar{q}_1, \bar{q}_2\}) = 1$, todo equilíbrio em estratégia pura é dado pelo par (b_i, b_j) tal que $b_i = \bar{p}$ e $b_j \leq p_j$ para $p_j < \bar{p}$ e $i, j = 1, 2 (i \neq j)$, onde \bar{p} é o preço máximo¹⁷ admitido no leilão.

Neste caso, ambos agentes são despachados com probabilidade unitária, fazendo com que o agente marginal eleve seu preço ofertado ao preço máximo admitido enquanto o agente inframarginal oferta qualquer valor abaixo deste. Quando a demanda não é suficientemente alta para permitir o despacho à plena capacidade dos dois agentes, a condição inframarginal é mais vantajosa em relação à marginal visto que a quantidade remunerada é maior. Como existem duas estratégias assimétricas, na ausência de outras informações o equilíbrio alcançado não é previsível [9]. A determinação do agente marginal depende de outros parâmetros, entre eles o tamanho relativo dos agentes.

Uma possível estratégia envolve um despacho ineficiente, onde o agente mais eficiente é despachado parcialmente obrigando o despacho do agente ineficiente.

A extensão desta proposição para oligopólio também é imediata. Dado que a demanda é alta o suficiente para que todos os agentes sejam despachados com probabilidade unitária, qualquer conjunto de preços ofertados caracterizará equilíbrio se o último agente na ordem de mérito ofertar o preço máximo admitido e os demais agentes ofertarem abaixo deste preço.

III.6 - CONCLUSÕES

Os modelos apresentados ao longo deste capítulo buscam subsidiar a discussão nos capítulos seguintes acerca da aplicabilidade destes ao estudo de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica. Para tanto foram ressaltadas as características de maior relevância de cada modelo de equilíbrio.

¹⁷ Preço fixado pelo agente regulador e é uma variável externa ao leilão. Para mercados de energia elétrica, usualmente o preço máximo admitido é igual ao custo do déficit ou de uma usina termelétrica ineficiente.

A abordagem de Cournot, embora limitada apenas à escolha da quantidade ofertada, possibilitou a compreensão de que o aumento do número de agentes no mercado aproxima o preço de equilíbrio do custo marginal de operação.

O modelo clássico de Bertrand, assim como a teoria de leilões, limita a análise ao preço ofertado, desconsiderando a influência da quantidade no comportamento do mercado. Entretanto, a competição de Bertrand considerando as restrições de capacidade possibilita a análise da escolha da quantidade por meio de Cournot.

Outra possibilidade quando quantidade e preço são variáveis estratégicas é a utilização de funções de oferta. Porém, este modelo não prediz o comportamento dos agentes quando o limite de variação da demanda é limitado, o que certamente ocorre na prática, visto que qualquer resultado dentre o de Bertrand e Cournot pode ocorrer.

A teoria de leilões, apesar da complexidade matemática necessária para o tratamento das incertezas, apresenta resultados importantes no tocante à eficiência dos mecanismos de preço em mercados de energia elétrica. Outro fator relevante é a representação da incerteza de um agente quanto aos custos dos seus concorrentes, permitindo uma modelagem mais realista do que ocorre na prática.

Após a apresentação dos detalhes de funcionamento de um mercado de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica, o capítulo seguinte aponta as dificuldades envolvendo a aplicação neste mercado dos modelos de equilíbrio descritos, em virtude de suas particularidades.

CAPÍTULO IV

MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA COM PREDOMINÂNCIA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

IV.1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo busca-se estabelecer formalmente (i) o problema a ser resolvido por meio da identificação das características físicas do sistema de energia elétrica em questão, (ii) o mecanismo de formação de preço adotado, (iii) a base para o comportamento dos agentes e (iv) as simplificações consideradas.

Com o problema formulado verifica-se então a aplicabilidade das metodologias citadas no capítulo anterior ressaltando-se as particularidades do problema frente às características dessas metodologias.

IV.2 - CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A principal característica do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é a forte predominância de energia proveniente de aproveitamentos hidrelétricos. No atual parque gerador, 90% da capacidade instalada é de origem hidrelétrica [14].

Como consequência da predominância de geração hidrelétrica, o SEB apresenta como características relevantes para o estudo de mercado os acoplamentos temporal e espacial entre as variáveis de decisão. O acoplamento temporal é resultante da existência de grandes reservatórios, que conferem ao sistema a capacidade de transferir energia de períodos úmidos para períodos secos. Desta forma, as decisões tomadas em qualquer instante de tempo apresentam consequências nas decisões futuras, fazendo com que o problema deva ser analisado num horizonte de tempo suficientemente longo que permita a observação da capacidade de regularização do sistema.

A existência de usinas hidrelétricas numa mesma cascata ocasiona o acoplamento espacial entre essas usinas, fazendo com que a decisão de despacho em uma usina afete a decisão das demais. A necessidade do uso eficiente dos reservatórios em cascata e o uso

múltiplo da água (navegação, controle de cheias, irrigação, saneamento e abastecimento de água) requerem um modelo centralizado de despacho e planejamento da operação, com as usinas termelétricas cumprindo um papel de complementaridade energética.

O papel de complementaridade das termelétricas faz com que essas unidades, em cerca de 70% do tempo, não sejam despachadas quando da operação a mínimo custo [14], portanto pode-se afirmar que em um esquema de oferta de preços o preço pode ser definido pelas ofertas dos agentes hidrelétricos em grande parte do tempo, dependendo das condições hidrológicas e de mercado. Como, diferentemente das usinas termelétricas, a função de custo de produção das usinas hidrelétricas não pode ser utilizada diretamente como referência para formação de preço, o emprego de metodologias de equilíbrio de mercado, que utilizam o conceito de custo marginal de produção, não é imediato.

IV.3 - MODELO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS

O modelo de formação de preços adotado neste trabalho é baseado nas propostas do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, descritas nos documentos [15], [16], [17] e [18].

Em virtude das características do SEB apresentadas anteriormente, o núcleo do esquema de oferta de preços se baseia no desacoplamento¹⁸ entre o despacho comercial, onde os agentes exprimem suas disposições a produzir ao operador do mercado, e o despacho físico, onde o operador do sistema elétrico realiza a operação ótima dos reservatórios. Para possibilitar este desacoplamento, cada agente hidrelétrico do sistema possui uma Conta de Direitos de Energia (CDE) que ele gerencia de acordo com sua percepção de riscos e benefícios.

Cada CDE é medida em MWmédios e corresponde à parcela de energia armazenada nos reservatórios do sistema. Para garantir a factibilidade do modelo, a cada instante de tempo a soma dos saldos das CDEs deve ser igual à energia armazenada fisicamente no sistema.

No início de cada período, a energia afluente do sistema é repartida entre os agentes hidrelétricos participantes na proporção de suas energias asseguradas, sendo as parcelas

¹⁸ Conforme será visto adiante, o desacoplamento ocorre apenas no tocante ao despacho físico e comercial de cada usina, dada a necessidade de mitigação do risco hidrológico por meio do MRE. No tocante ao despacho global, o acoplamento físico e comercial é total.

creditadas nas respectivas contas. Esta operação é equivalente à alocação dos direitos do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [2], já existente no despacho a mínimo custo.

A cada período, cada agente hidrelétrico do sistema oferta um par preço-quantidade ao operador do mercado, limitando-se ao saldo da CDE e a potência disponível. Os agentes termelétricos também ofertam um par preço-quantidade, limitando-se às respectivas capacidades de produção. A curva de oferta do sistema é formada pelo empilhamento em ordem crescente de preço, denominada ordem de mérito, das ofertas individuais dos agentes. A interseção desta curva com a curva de demanda, considerada perfeitamente inelástica¹⁹ e determinística, define o preço de liquidação do mercado, ou simplesmente preço de equilíbrio. As ofertas abaixo do preço de equilíbrio são aceitas e, para o caso dos agentes hidrelétricos, é debitado de cada CDE o valor correspondente às ofertas aceitas para o despacho.

Determina-se então o montante de energia proveniente dos agentes hidrelétricos a ser produzido. Este montante é repassado ao operador do sistema elétrico que tem liberdade de decidir a produção física de cada usina hidrelétrica, respeitando o limite global informado de produção hidrelétrica, de forma a otimizar a operação das cascatas, respeitando as restrições de conservação da massa e uso múltiplo da água. Saliente-se que os agentes são remunerados pelo despacho comercial, não existindo a necessidade da energia elétrica produzida por uma usina coincidir com a oferta realizada pelo agente proprietário desta usina.

Como a capacidade de armazenamento do sistema não é infinita, é necessária uma forma de alocar a capacidade de armazenamento para cada agente. A regra adotada neste trabalho é que não existe limite individual de armazenamento, ou seja, enquanto houver espaço disponível qualquer agente pode armazenar energia em sua CDE. Porém, caso a capacidade de armazenamento se esgote e ocorra vertimentos, toda energia disponível será ofertada compulsoriamente a preço zero. Isto faz com que cada agente, ao decidir sobre a capacidade de armazenamento que irá utilizar, faça uma estimativa da utilização dessa capacidade por parte de seus concorrentes.

A oferta compulsória a preço zero é necessária para corrigir uma imperfeição na concorrência entre os agentes envolvidos. Segundo a teoria microeconômica, o resultado da maximização individual do lucro dos agentes de um mercado sob concorrência perfeita é idêntico ao resultado da minimização do custo total. Em problemas de minimização do custo

¹⁹ Uma curva de demanda de um produto é dita perfeitamente inelástica se a quantidade requerida do produto é fixa, independente do seu preço.

da operação o preço da energia é dado pelo multiplicador de Lagrange associado à equação de conservação da massa, que é o indicador do impacto no custo total de uma variação incremental no recurso energético. Quando ocorrem vertimentos o recurso energético não é escasso e desta forma o preço da energia é zero. Em concorrência perfeita, a competição entre os agentes para atender a demanda quando existe excesso de energia faz com que o preço tenda a zero dado um número suficientemente grande de agentes. Como o mercado de energia elétrica não caracteriza uma concorrência perfeita e sim um oligopólio, a imperfeição na competição impede a sinalização correta de preço para os períodos de vertimento, justificando a adoção de uma sinalização exógena.

IV.4 - COMPORTAMENTO DOS AGENTES

A simulação do comportamento dos agentes no mercado de energia elétrica é baseada na racionalidade. Isto significa que cada agente oferta um par preço-quantidade de forma a maximizar seu benefício ao longo do tempo, mantendo-se neutro ao risco.

O problema de otimização que define o comportamento dos agentes participantes no mercado é dado por:

$$\begin{aligned} \max_{q_i} \pi_i(q_i) &= \lambda_i(q_i) \cdot q_i - c_i(q_i) \\ \text{s.a. } q_i &\in Q_i \end{aligned} \quad (\text{IV-1})$$

onde:

i é o índice do agente;

q_i é a quantidade de energia elétrica a ser produzida pelo agente i ;

$\pi_i(q_i)$ é o lucro obtido em função da quantidade produzida pelo agente i ;

$\lambda_i(q_i)$ é o preço de mercado em função da quantidade produzida pelo agente i ;

$c_i(q_i)$ é o custo para produzir a quantidade q do agente i ;

Q_i representa o conjunto de restrições operativas para o agente i .

Para agentes termelétricos o conjunto de restrições operativas é formado apenas pelas restrições de potência máxima e mínima, conforme será justificado no capítulo seguinte.

Para agentes hidrelétricos, as restrições são definidas para a operação contábil das CDEs e não para o funcionamento físico das usinas. Neste caso, o detalhamento das restrições $q_i \in Q_i$ correspondem a:

$$X_{i,t+1} + q_{i,t} = X_{i,t} + y_{i,t} \quad (\text{IV-2})$$

$$X_{i,t+1} + \sum_{j \neq i} X_{j,t+1} \leq \overline{EA} \quad (\text{IV-3})$$

$$q_{i,t} \leq \overline{q}_{i,t} \quad (\text{IV-4})$$

onde:

t é o estágio de tempo;

j é o índice dos agentes concorrentes;

$X_{i,t}$ é o saldo da CDE do agente i no início do estágio t ;

$y_{i,t}$ é a energia afluyente alocada ao agente i no estágio t ;

$q_{i,t}$ é a quantidade ofertada pelo agente i no estágio t ;

$\overline{q}_{i,t}$ é o limite de produção do agente i no estágio t ;

\overline{EA} é a capacidade de armazenamento máximo do sistema.

A Equação (IV-2) representa a conservação da massa da CDE, a Equação (IV-3) indica que o limite máximo de armazenamento deve ser respeitado, e a Equação (IV-4) estabelece que a oferta ao mercado não pode ser maior que a capacidade instalada disponível das usinas do agente. Note-se que a Equação (IV-4), além de garantir que a quantidade ofertada ao mercado seja passível de ser produzida pelas usinas do sistema no tocante à potência disponível, evita que um determinado agente oferte toda energia disponível em sua CDE num período de tempo curto onde os preços estejam favoráveis.

Pode-se constatar que a equação IV-2 não contém a variável relacionada com o vertimento pois não é competência dos agentes esta decisão. Todo vertimento não-turbinável (i.e. o montante de energia que excede a capacidade de armazenamento mesmo se toda a demanda for atendida com energia proveniente de geração hidrelétrica) é descontado da energia afluyente no momento do cálculo dos créditos das CDEs.

Ainda com respeito aos agentes hidrelétricos, em virtude de seu custo de produção de energia elétrica ser constante e independente da energia produzida, esse termo é desprezado da função objetivo, reduzindo-a a maximização da receita desses agentes.

IV.5 - PARÂMETROS DO MERCADO

Os principais parâmetros do mercado de energia elétrica são a capacidade máxima de armazenamento e a energia afluente ao sistema. Estes valores, sem dúvida alguma, influenciam o despacho físico e, conseqüentemente, afetam o despacho comercial. Os parâmetros do mercado são então obtidos por meio da aplicação da teoria de reservatório equivalente de energia [19].

A energia armazenada máxima pelo sistema é dada pela equação abaixo. Ela é estimada por meio da energia elétrica produzida considerando o completo deplecionamento dos reservatórios do sistema.

$$\overline{EA} = \frac{1}{2.628} \cdot \sum_{r \in R_s} \left\{ \left(\overline{X}_r - \underline{X}_r \right) \cdot \sum_{J \in J_r} \rho_{-eq_J} \right\} \quad (IV-5)$$

onde:

\overline{EA} é a capacidade de armazenamento máximo do sistema, em MWmédios;

r é o índice dos reservatórios do sistema;

R_s é o conjunto de reservatórios do sistema;

\overline{X}_r é o volume armazenado máximo do reservatório r , em hm^3 ;

\underline{X}_r é o volume armazenado mínimo do reservatório r , em hm^3 ;

J é o índice das usinas a jusante do reservatório r ;

J_r é o conjunto de usinas a jusante do reservatório r ;

ρ_{-eq_J} é a produtibilidade equivalente da usina J , em $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$.

Nesta representação, a energia afluente ao sistema é dividida em energia afluente controlável e energia afluente não-controlável. Esta última é originária da energia produzida pelas vazões incrementais às usinas a fio-d'água. A energia afluente controlável é dada por:

$$EC = \frac{1}{2.628} \cdot \sum_{r \in R_s} \left\{ y_r \cdot \left(\rho_{-eq_r} + \sum_{J \in A_r} \rho_{-eq_J} \right) \right\} \quad (IV-6)$$

onde:

- EC é a energia afluyente controlável do sistema, em MWmédios;
 Λ_r é o conjunto de usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório r e o próximo reservatório a jusante;
 y_r é a vazão natural afluyente ao reservatório r , em $\text{hm}^3/\text{mês}$.

A energia afluyente não-controlável é dada por:

$$ENC = \frac{1}{2.628} \cdot \sum_{J \in \Gamma_s} \min \left\{ \left(\bar{y}_J - \sum_{M \in M_J} \underline{y}_M \right), \left(y_J - \sum_{M \in M_J} y_M \right) \right\} \cdot \rho - eq_J \quad (\text{IV-7})$$

onde:

- ENC é a energia afluyente não controlável do sistema, em MWmédios;
 Γ_s é o conjunto de usinas a fio d'água no sistema;
 \bar{y}_J é o engolimento máximo da usina a fio d'água J , em $\text{hm}^3/\text{mês}$;
 M é o índice dos reservatórios a montante da usina a fio d'água J ;
 M_J é o conjunto de usinas com reservatório, imediatamente a montante da usina a fio d'água J ;
 \underline{y}_M é a defluência mínima obrigatória do reservatório M , em $\text{hm}^3/\text{mês}$.

A energia afluyente, tanto a controlável como a não controlável, é repartida entre os agentes hidrelétricos na proporção de suas energias asseguradas. A parcela não controlável é remunerada a preço zero e, por esta razão, a mesma é descontada da demanda do sistema e não creditada nas CDEs dos agentes.

IV.6 - CONCLUSÕES

Da formulação do problema descrita acima, pode-se destacar algumas características que impedem a aplicação imediata dos modelos de equilíbrio de mercado apresentados no capítulo anterior.

Inicialmente, constata-se que modelos que utilizam custos marginais como sinalizador de preço (equilíbrio de Cournot e equilíbrio baseado em funções de oferta) não podem ser

aplicados, pois as funções de custo de produção das usinas hidrelétricas não se aplicam a essa finalidade.

Acrescenta-se o fato de o modelo de Cournot não apresentar solução para demanda perfeitamente inelástica. Isto ocorre pois neste modelo os agentes participantes ofertam a quantidade a ser produzida e a demanda define o preço de equilíbrio. Como a demanda não responde a preço, há infinitos preços de equilíbrio.

A abordagem por meio do equilíbrio baseado em funções de oferta apresenta como resultado as curvas de oferta de cada agente para o equilíbrio do mercado. No modelo de mercado adotado, os agentes ofertam pares preço-quantidade e não funções contínuas como previsto pela abordagem.

Finalmente, a aplicação da teoria de leilões não captura nuances do comportamento estratégico de agentes com participação dominante no mercado, visto que os mesmos podem utilizar a quantidade ofertada como variável estratégica para manipular o preço de equilíbrio.

Uma metodologia baseada nas vantagens dos modelos de equilíbrio existentes e capaz de subsidiar estudos de mercados de energia elétrica em sistemas com predominância de geração hidrelétrica, como no caso brasileiro, é o objeto de estudo do próximo capítulo.

CAPÍTULO V

METODOLOGIA PROPOSTA

V.1 - INTRODUÇÃO

Conforme destacado no Capítulo IV, as metodologias apresentadas no Capítulo III não podem ser aplicadas diretamente para o estudo de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica em virtude de suas particularidades. Dentre estas particularidades, destaca-se que em sistemas elétricos como o brasileiro não é possível descrever o preço final do mercado como uma função da energia elétrica produzida. Isso ocorre porque a teoria marginalista não é suficiente para sinalizar corretamente o preço a ser ofertado pelos agentes de geração hidrelétrica, visto que o custo marginal de produção dessas unidades não possibilita a correta remuneração dos investimentos.

Paralelamente a isso, o acoplamento temporal em sistemas hidrotérmicos, provocado pela interdependência entre uma decisão tomada em um estágio qualquer do horizonte de estudo e sua consequência futura [20], exige uma avaliação dinâmica do mercado de energia elétrica. Porém, cada estágio do horizonte de estudo pode ser analisado separadamente, desde que o modelo de equilíbrio estático possua informações suficientes sobre a consequência futura da decisão correspondente ao estágio em análise.

Desta forma, propõe-se uma metodologia para estudos de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica capaz de identificar as ofertas que maximizem os benefícios de cada agente do sistema, dado que o conjunto das ofertas caracterize o equilíbrio de Nash.

V.2 - EQUILÍBRIO ESTÁTICO

O modelo de equilíbrio estático adotado neste trabalho é baseado no modelo clássico de Cournot, apresentado no Capítulo III. No modelo de Cournot, o equilíbrio de Nash é dado pela interseção das curvas de reação dos agentes envolvidos ou, de outra forma, o conjunto de

decisões dos agentes tal que nenhum agente obtenha benefício maior desviando-se unilateralmente da decisão tomada.

A idéia do equilíbrio estático está associada a uma interpretação dinâmica do modelo de Cournot. Valendo-se do conceito de curva de reação, a próxima seção descreve um processo iterativo para obtenção do equilíbrio de Nash.

V.2.1 - EQUILÍBRIO DE NASH

A interpretação dinâmica do modelo de Cournot consiste em “um processo de aprendizagem onde cada agente refina suas previsões sobre o comportamento dos demais agentes observando suas decisões atuais” [5].

Sem perda de generalidade, considere um mercado composto por dois agentes. Partindo de um conjunto inicial de decisões arbitrárias, (q_1^0, q_2^0) , o Agente 1 supõe que o outro agente manterá a sua decisão para o próximo período e então toma uma nova decisão que maximize seu benefício, i.e., $q_1^1 = f_1(q_2^0)$. Por outro lado, o Agente 2 observa a escolha do Agente 1 e supõe que a mesma será mantida para o próximo período, escolhendo então a decisão de maior benefício, $q_2^2 = f_2(q_1^1)$. De forma geral, esta relação pode ser descrita por $q_i^t = f_i(q_j^{t-1})$, onde f_i é a curva de reação do Agente i já citada no Capítulo III.

Essa equação de diferenças apresentada descreve um processo iterativo que converge para o equilíbrio de Nash. A Figura V-1 ilustra este processo.

Para curvas de reação lineares, caso A, a condição de suficiência para convergência é:

$$\frac{\partial f_1(q_1)}{\partial q_1} > \frac{\partial f_2(q_2)}{\partial q_2} \quad (V-1)$$

ou seja, que a inclinação da curva de reação do Agente 1 seja maior que a da curva de reação do Agente 2, independentemente do agente que inicie o processo iterativo.

O caso B ilustra curvas de reação para as quais o problema apresenta múltiplos equilíbrios de Nash. Neste caso, a convergência do processo iterativo depende do ponto inicial adotado. Neste trabalho utiliza-se como condição inicial o histórico de ofertas dos agentes ao mercado.

Além da existência do equilíbrio, é necessário que o mesmo seja estável para a convergência do processo iterativo, um exemplo de ponto de equilíbrio instável é ilustrado na Figura V-1 B.

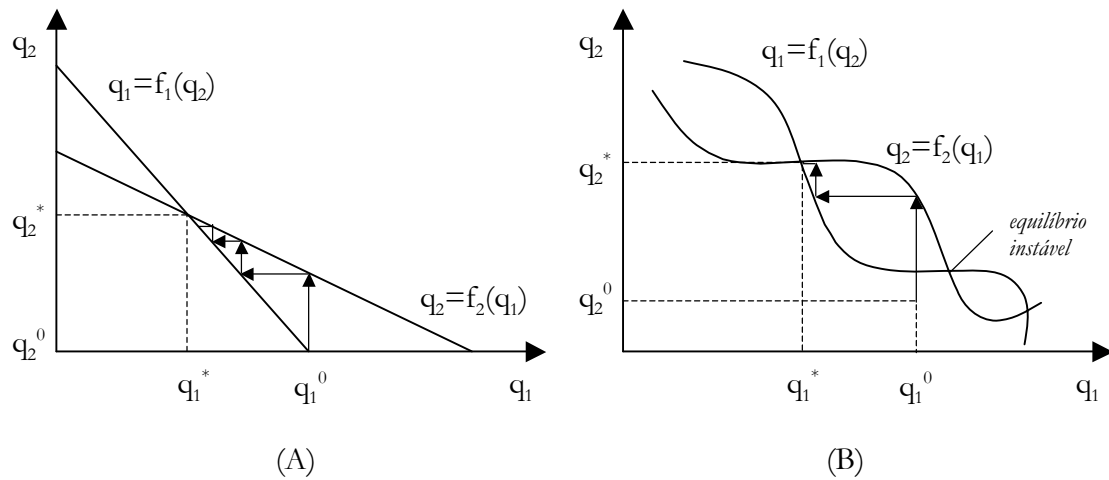


Figura V-1 – Convergência do modelo de equilíbrio estático.

Para determinar a estabilidade de um determinado ponto de equilíbrio, reescreve-se o processo iterativo na forma do seguinte sistema dinâmico:

$$\begin{aligned} \frac{dq_1}{dt} &= \gamma_1 \cdot \left[\frac{\partial \pi_1(q_1, q_2)}{\partial q_1} \right] \\ \frac{dq_2}{dt} &= \gamma_2 \cdot \left[\frac{\partial \pi_2(q_1, q_2)}{\partial q_2} \right] \end{aligned} \tag{V-2}$$

onde:

$\frac{dq_i}{dt}$ é a variação no tempo da quantidade ofertada pelo agente i ;

$\frac{\partial \pi_i(q_1, q_2)}{\partial q_i}$ é a variação do lucro do agente i em função da variação da quantidade ofertada;

γ_i é uma constante positiva que indica a velocidade da evolução no tempo da quantidade ofertada.

A condição de suficiência para estabilidade local deste sistema é dada por:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \pi_1}{\partial q_1^2} & \frac{\partial^2 \pi_1}{\partial q_1 \partial q_2} \\ \frac{\partial^2 \pi_2}{\partial q_1 \partial q_2} & \frac{\partial^2 \pi_2}{\partial q_2^2} \end{bmatrix} > 0 \tag{V-3}$$

Conforme será demonstrado posteriormente, na Seção V-2.3, as equações de lucro dos agentes do mercado de energia elétrica sob estudo não atendem a condição de Lipschitz²⁰, o que impede a demonstração da convergência. Porém, este modelo de equilíbrio estático é utilizado empiricamente em uma vasta gama de trabalhos científicos [4], [22] e [23] com resultados satisfatórios, possibilitando sua utilização no presente trabalho.

Ressalta-se entretanto que com o aumento da quantidade de agentes envolvidos no processo iterativo de equilíbrio estático, o tempo computacional e a quantidade de equilíbrios múltiplos podem tornar proibitiva sua utilização. Para contornar o problema decorrente do grande número de agentes propõe-se a separação²¹ dos agentes do mercado em dois grandes grupos, que para este trabalho podem ser definidos da seguinte forma:

- agentes estratégicos – são aqueles de grande porte, sem os quais a demanda não pode ser atendida. Possuem poder de mercado pois suas ofertas têm um grande impacto no preço de equilíbrio. Estão classificados neste grupo, para o problema em estudo, os agentes de geração hidrelétrica.
- agentes satélites – são os de pequeno porte e sem poder de mercado, visto que variações em suas ofertas não causam mudanças significativas no preço de equilíbrio. Os agentes de geração termelétrica estão enquadrados neste grupo.

Convém salientar ainda que a abordagem da interpretação dinâmica do modelo de Cournot, em virtude de se assumir que cada agente supõe que os demais mantenham as suas decisões constantes, apesar de alterar a sua, contradiz algumas regras da teoria dos jogos. Para um estudo embasado pela teoria dos jogos, é necessária a análise do problema por meio de jogos repetitivos [5], o que está fora do escopo deste trabalho.

V.2.2 - REAÇÃO DE UM AGENTE SATÉLITE

Como os agentes satélites não possuem poder de mercado, ou de forma equivalente, não são capazes de alterar o preço de equilíbrio com suas ofertas, o comportamento desses agentes é regido pelos princípios da concorrência perfeita.

²⁰ A condição de Lipschitz é utilizada para determinar a existência e unicidade da solução em sistemas de equações diferenciais [21]. Por exemplo, se uma função é contínua em um conjunto R e sua derivada primeira existe e é contínua em R então essa função atende a condição de Lipschitz para qualquer subconjunto de R .

²¹ A separação dos agentes em formadores de preço e tomadores de preço é uma simplificação freqüentemente utilizada na literatura [4], [22] e [24].

Segundo a teoria microeconômica, a concorrência perfeita é uma concepção teórica em que um agente individualmente é incapaz de alterar o preço de mercado. Em virtude desta premissa, a curva de demanda residual²² de um dado agente é perfeitamente elástica, apesar de a demanda de mercado apresentar o comportamento inelástico. Neste caso, a expressão para maximização irrestrita do lucro é dada por:

$$\max_{q_i} \pi_i(q_i) = \lambda^* q_i - c_i(q_i) \quad (\text{V-4})$$

E a condição de primeira ordem para maximização do lucro é:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = \lambda^* - \frac{\partial c_i(q_i)}{\partial q_i} = 0 \quad (\text{V-5})$$

ou seja, a curva de oferta que maximiza o lucro do agente satélite é a sua curva de custo marginal de produção.

De acordo com o modelo de mercado utilizado neste trabalho, a oferta de um agente ao mercado é formada por duas variáveis, preço e quantidade. Com base nos resultados da microeconomia para agentes sob concorrência perfeita, a oferta ótima de um agente satélite é formada então por seu custo marginal de produção e sua capacidade máxima, independentemente da oferta dos demais agentes. Conclui-se então que, como a função de reação dos agentes satélites é constante, é possível retirar esses agentes do processo iterativo de equilíbrio estático.

V.2.3 - REAÇÃO DE UM AGENTE ESTRATÉGICO

Para os agentes estratégicos, a curva de demanda residual relaciona a quantidade produzida pelo agente e o preço de equilíbrio do mercado.

No modelo de mercado adotado, a oferta total é formada pelo empilhamento das ofertas individuais dos agentes e o preço de equilíbrio é dado pela última oferta aceita, ou seja, pelo cruzamento da curva de oferta total com a curva de demanda, que por premissa é perfeitamente inelástica. A Figura V-2 ilustra uma curva de oferta total típica onde λ_4 é o preço de equilíbrio.

²² Conforme verificado no Capítulo III, a curva de demanda residual de um agente é dada pela demanda total subtraída a oferta dos demais agentes.

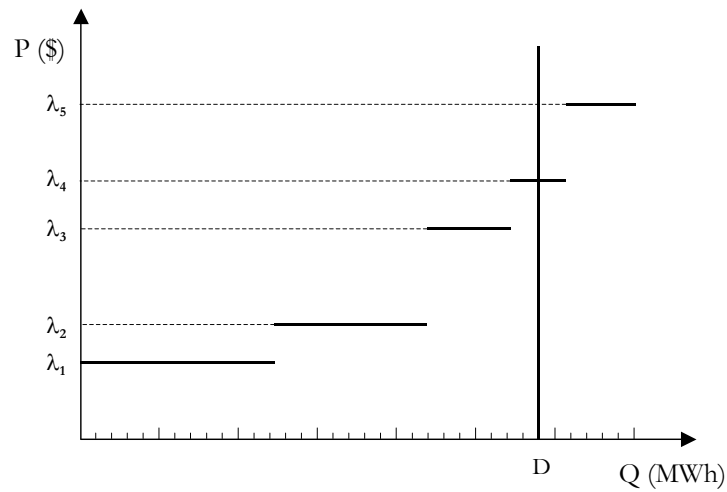


Figura V-2 – Curva de oferta total típica.

Para esta curva de oferta, a Figura V-3 mostra a curva de demanda residual para o agente que ofertou ao preço λ_2 . Esta curva é obtida deduzindo-se da demanda as ofertas de todos os agentes, exceto do agente para o qual a curva é calculada. Verifica-se que sempre existe um intervalo de quantidade ofertada para o qual o preço de equilíbrio é constante. Estes patamares correspondem às ofertas dos demais agentes, evidenciando que o agente estratégico pode influenciar na seleção do agente marginal.

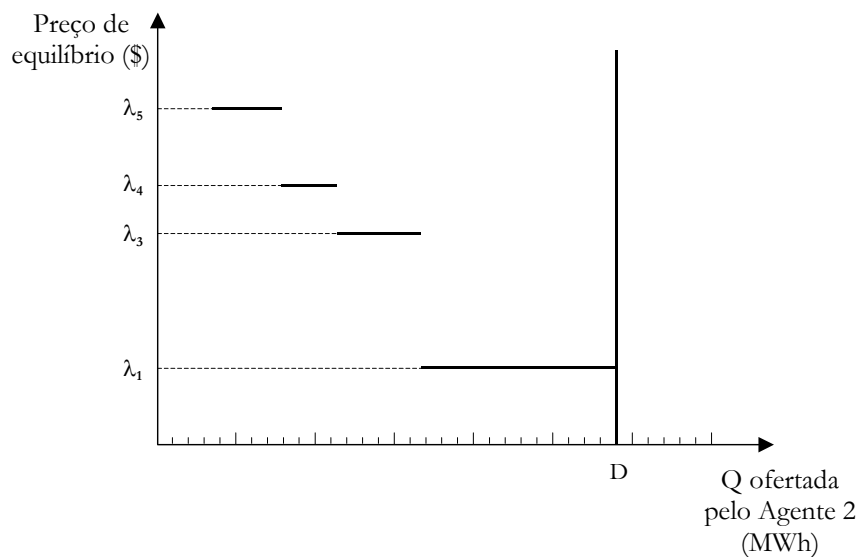


Figura V-3 – Curva de demanda residual para o Agente 2.

A curva de demanda residual é então uma função descontínua que relaciona a quantidade ofertada por um agente estratégico com o preço de equilíbrio do mercado. As

descontinuidades da função de preço de equilíbrio refletem nas funções de lucro dos agentes estratégicos que também são descontínuas, não atendendo à condição de Lipschitz [24].

Visto que a cada iteração do processo de equilíbrio estático existe um conjunto de ofertas dos demais concorrentes, é possível obter a curva de demanda residual para o agente estratégico da iteração. A reação deste agente estratégico é obtida com a aplicação do modelo de Bertrand com restrição de capacidade, um jogo de dois estágios onde primeiramente o agente determina a quantidade ofertada, por meio de um problema de maximização do lucro, e em seguida o preço para ofertar esta quantidade, obtido por leilão.

A maximização da receita (para agentes hidrelétricos o custo é desprezado, conforme Seção IV-4) é formulada como o seguinte problema de programação inteira-mista não-linear:

$$\begin{aligned} \max_{q_i} \pi_i(q_i) &= \lambda_i(q_i) \cdot q_i \\ \text{s.a. } q_i &\in Q_i \end{aligned} \tag{V-6}$$

A técnica de solução adotada, uma variante da técnica proposta por [24], explora a característica linear por partes da curva de demanda residual. Cada patamar da curva de demanda residual define os limites de um subproblema de Programação Linear (PL). Resolvem-se então os PLs referentes a cada patamar da curva de demanda residual, sendo a quantidade ótima a ser ofertada aquela correspondente ao PL que apresente o maior valor da função objetivo.

Após a definição da quantidade a ser ofertada, faz-se necessário estabelecer o preço para esta quantidade. Este problema é resolvido via teoria de leilões. Pela característica determinística da curva de demanda residual a solução do leilão é trivial, podendo-se identificar duas situações distintas dependendo do posicionamento do agente estratégico na ordem de mérito.

Quando o agente estratégico não é marginal, o preço ofertado pode ser qualquer valor abaixo do preço ofertado pelo agente marginal, todavia assume-se neste trabalho que o preço ofertado é zero. Quando o agente estratégico é marginal, o preço ofertado que maximiza o lucro pode ser elevado, no limite, até o preço ofertado pelo próximo agente na ordem de mérito. Neste caso, o próximo agente na ordem de mérito funciona com um *price cap*²³ para a oferta do agente estratégico²⁴.

²³ O termo *price cap* é utilizado para definir um preço limite para um mercado.

²⁴ Este resultado é coerente com a Proposição 2 de [10] apresentada no Capítulo III.

O leilão foi internalizado ao problema de maximização da receita, definindo-se patamares fictícios na curva de demanda residual de forma que a quantidade ótima do problema de otimização leve em consideração os preços do leilão. Os patamares fictícios são pontos que representam as condições de leilão descritas anteriormente: o agente estratégico sendo inframarginal ou marginal. Para a curva de demanda residual da Figura V-3, dois casos de patamares fictícios são ilustrados na Figura V-4. Note-se que apesar de não representados por motivo de clareza na figura, existem outros dois patamares fictícios próximos a λ_4 e λ_5 .

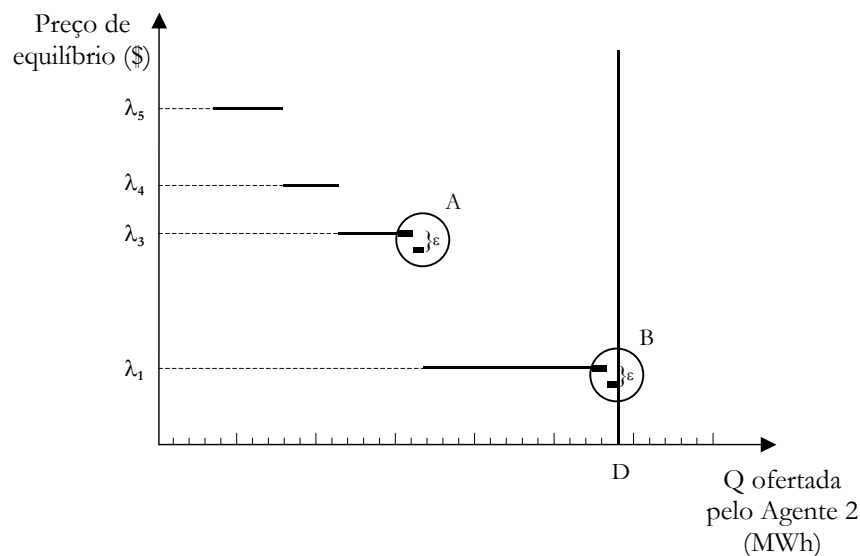


Figura V-4 – Curva de demanda residual adaptada para leilão.

O patamar fictício A indica que se o Agente 2 for marginal, sua oferta está limitada a λ_3 . Se sua decisão ótima for atender a demanda sozinho, o patamar B indica que sua oferta deve ser menor que λ_1 .

V.3 - EQUILÍBRIO DINÂMICO

A necessidade do estudo do equilíbrio dinâmico de mercados de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos é oriunda do acoplamento temporal provocado pela capacidade do sistema de transferir energia entre períodos, fazendo com que cada decisão presente tenha uma consequência futura.

Como o problema de equilíbrio dinâmico guarda grandes similaridades em relação ao problema de planejamento energético, torna-se apropriado utilizar como técnica de solução a Programação Dinâmica (PD) [25]. Dividindo-se o horizonte de estudo em estágios e

definindo-se como espaço de estado do problema os possíveis saldos das contas de energia dos agentes estratégicos, a aplicação da PD ao problema de equilíbrio dinâmico é análoga à aplicação ao problema de planejamento energético. As referências [26] e [20] apresentam respectivamente a formulação matemática da PD e sua aplicação ao problema de planejamento energético. Detalhes da aplicação da PD ao problema de equilíbrio dinâmico de mercados de energia elétrica podem ser obtidos no Apêndice A.

Para cada estágio e para cada estado do problema, determina-se o equilíbrio estático para os agentes estratégicos. Após o cálculo do equilíbrio estático para todos os estados de cada estágio, o conjunto dos lucros obtidos por cada agente estratégico em cada estado forma a função de lucro futuro para o estágio precedente. Ressalte-se que, diferentemente da PD aplicada ao planejamento energético, cujo objetivo é a minimização do custo global e a função de custo futuro é única, na aplicação ao problema de equilíbrio dinâmico cada agente estratégico possui sua função de lucro futuro, que representa sua percepção de futuro, para um dado estado do sistema. Essa percepção futura pode ser interpretada como o custo de oportunidade associado ao deslocamento da produção de energia elétrica de períodos úmidos, onde o preço é baixo, para períodos secos, onde o preço é maior.

O acoplamento entre os estágios é realizado por meio da função de lucro futuro. Esta informação deve ser incluída no modelo de reação dos agentes estratégicos como segue:

$$\begin{aligned} \max_{q_{i,t}} \pi_{i,t}(q_{i,t}) &= \lambda_t(q_{i,t}) \cdot q_{i,t} + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{i,t} \\ \text{s.a. } q_{i,t} &\in Q_{i,t} \end{aligned} \tag{V-7}$$

<< aproximação linear da função de lucro futuro ($\alpha_{i,t}$) >>

onde:

β é a taxa de atualização monetária;

$\alpha_{i,t}$ é o valor da função de lucro futuro definido pela aproximação linear.

A aproximação linear da função de lucro futuro é usada explicitamente, na forma de hiperplanos lineares, de forma a reduzir o número de combinações necessárias para resolver o problema. Para a construção desta aproximação, normalmente [20] utilizam-se os multiplicadores de Lagrange adequados do problema de PL resolvido a cada estado, de um dado estágio. Porém, a reação do agente estratégico é um problema com variáveis inteiras para

o qual não são definidos multiplicadores de Lagrange. Para contornar esta situação, adotou-se uma aproximação da função de lucro futuro pela interpolação linear²⁵ dos pontos existentes.

Verifica-se ainda que, em virtude da não convexidade da curva de demanda residual, a função de lucro futuro também é não convexa²⁶. Para permitir a representação por meio de hiperplanos, utilizou-se a separação dos hiperplanos em conjuntos convexos, de forma similar à realizada em [27]. Um grupo de hiperplanos consecutivos com inclinações estritamente decrescentes define um conjunto convexo. Variáveis inteiras são utilizadas para selecionar os conjuntos convexos. Considerando um problema unidimensional, as equações que definem a aproximação linear da função de lucro futuro podem ser descritas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
& \alpha_t - \Phi_{1,t+1}^* X_t - u_1 \cdot (\alpha_{1,t+1}^* - \Phi_{1,t+1}^* X_{1,t+1}^*) - \bar{u}_1 \cdot \text{inf} \leq 0 \\
& \alpha_t - \Phi_{2,t+1}^* X_t - u_1 \cdot (\alpha_{2,t+1}^* - \Phi_{2,t+1}^* X_{2,t+1}^*) - \bar{u}_1 \cdot \text{inf} \leq 0 \\
& \vdots \\
& \alpha_t - \Phi_{l,t+1}^* X_t - u_1 \cdot (\alpha_{l,t+1}^* - \Phi_{l,t+1}^* X_{l,t+1}^*) - \bar{u}_1 \cdot \text{inf} \leq 0 \\
& \Phi_l^* > \Phi_m^* \\
& \alpha_t - \Phi_{m,t+1}^* X_t - u_2 \cdot (\alpha_{m,t+1}^* - \Phi_{m,t+1}^* X_{m,t+1}^*) - \bar{u}_m \cdot \text{inf} \leq 0 \\
& \vdots \\
& \alpha_t - \Phi_{p,t+1}^* X_t - u_2 \cdot (\alpha_{p,t+1}^* - \Phi_{p,t+1}^* X_{p,t+1}^*) - \bar{u}_2 \cdot \text{inf} \leq 0 \\
& \Phi_p^* > \Phi_q^* \\
& \vdots \\
& \Phi_t^* > \Phi_u^* \\
& \alpha_t - \Phi_{u,t+1}^* X_{t,t+1} - u_N \cdot (\alpha_{u,t+1}^* - \Phi_{u,t+1}^* X_{u,t+1}^*) - \bar{u}_N \cdot \text{inf} \leq 0 \\
& \vdots \\
& \alpha_t - \Phi_{z,t+1}^* X_t - u_N \cdot (\alpha_{z,t+1}^* - \Phi_{z,t+1}^* X_{z,t+1}^*) - \bar{u}_N \cdot \text{inf} \leq 0 \\
& u_1 + \bar{u}_1 = 1 \\
& \vdots \\
& u_N + \bar{u}_N = 1 \\
& u_1 + u_2 + u_3 + \dots + u_N = 1 \\
& X_t - u_1 X_{1,t+1}^* - u_2 X_{m,t+1}^* - \dots - u_N X_{u,t+1}^* \geq 0 \\
& X_t - u_1 X_{m,t+1}^* - u_2 X_{q,t+1}^* - \dots - u_N X_{z,t+1}^* \leq 0
\end{aligned} \tag{V-8}$$

²⁵ Vide Apêndice A para detalhes da implementação.

²⁶ O processo de construção e a interpretação da função de lucro futuro são apresentados no Apêndice B.

onde:

- α_t é o valor da função de lucro futuro definido pela aproximação linear para o estágio t ;
- X_t é o saldo da CDE ao final do estágio t ;
- $\alpha_{k,t+1}^*$ é o valor da função de lucro futuro calculado no estado k para o estágio $t+1$;
- $\Phi_{k,t+1}^*$ é inclinação da reta que une os valores da função de lucro futuro calculados nos estados k e $k+1$ para o estágio $t+1$;
- $X_{k,t+1}^*$ é o estado k do estágio $t+1$;
- u_n é a variável inteira associada ao conjunto convexo n .

V.4 - SIMULAÇÃO DETERMINÍSTICA

Após o término da recursão da PD para a determinação do equilíbrio dinâmico tem-se um conjunto de funções de lucro futuro, por agente estratégico. Faz-se necessário uma simulação do mercado, partindo-se de uma condição inicial de saldo nas contas de energia de cada agente estratégico, para obtenção das variáveis de interesse do problema.

Baseado em suas perspectivas futuras, descritas por funções de lucro futuro, cada agente decide de forma ótima sua participação no mercado visto que, para cada possível estado do sistema, existe informação sobre a consequência futura desta decisão.

A simulação consiste em percorrer todos os estágios do horizonte de estudo e para cada estado determinar o equilíbrio estático entre os agentes. Após atingir o equilíbrio, o mercado é liquidado e as informações referentes a preço de equilíbrio e saldo nas contas de energia são armazenadas.

Os resultados obtidos após a simulação do mercado são: o comportamento ótimo de cada agente estratégico; o preço de equilíbrio e os despachos hidrelétricos e termelétricos para cada estágio; e a evolução da energia armazenada no sistema.

V.5 - CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada uma metodologia para o estudo de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica.

Apesar da impossibilidade da aplicação imediata das metodologias tradicionais, a metodologia proposta busca, através da identificação de potencialidades nas abordagens tradicionais, resolver o problema utilizando conceitos sedimentados.

Da teoria microeconômica, utilizou-se o conceito de curvas de reação e definiu-se um processo iterativo para obtenção do equilíbrio de Nash. Para identificar a reação de um agente estratégico foi aplicado o modelo de Bertrand com restrição de capacidade. A escolha da capacidade é feita com base na aplicação indireta do modelo de Cournot, visto que não existe solução neste modelo para demanda perfeitamente inelástica, utilizando a curva de demanda residual oriunda do equilíbrio baseado em funções de oferta.

A escolha do preço ofertado, que também pode ser utilizado estrategicamente, é implementada por meio de leilão. Devido à característica determinística das ofertas dos agentes, o leilão possui resultado trivial e pode ser internalizado na curva de demanda residual.

A dinâmica do mercado foi analisada com a aplicação da Programação Dinâmica de forma análoga à aplicação ao estudo de planejamento energético. A utilização explícita da função de lucro futuro diminui o número de combinações no espaço de estado, porém a não convexidade da função de lucro futuro leva à necessidade de sua representação por meio de conjuntos convexos utilizando variáveis inteiras.

Com o mapa de estratégias de cada agente em mãos, a simulação determinística do mercado fornece a evolução do preço de equilíbrio, da energia armazenada no sistema e o comportamento dos agentes estratégicos ao longo do horizonte de estudo, permitindo a análise das variáveis de interesse no problema.

CAPÍTULO VI

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

VI.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta a uma configuração hidrotérmica realista, composta por usinas do sistema hidrotérmico brasileiro. Inicialmente a metodologia proposta é aplicada considerando um único agente econômico como sendo o proprietário de todas as usinas hidrelétricas e, posteriormente, considera-se que existem dois agentes econômicos, cada um proprietário de metade da capacidade de geração do parque gerador hidrelétrico.

Os resultados obtidos são comparados com a operação a mínimo custo, com a finalidade de identificar o potencial exercício de poder de mercado e avaliar a eficiência econômica do mercado adotado.

VI.2 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA AVALIADO

A configuração hidrotérmica utilizada nesta aplicação é composta por 13 usinas hidrelétricas e 6 usinas termelétricas pertencentes ao sistema elétrico brasileiro. A Figura VI-1 ilustra esta configuração.

Note-se que apesar de pertencerem a subsistemas distintos no sistema elétrico brasileiro, por questão de simplificação considerou-se neste trabalho que as usinas pertençam a um único mercado de energia elétrica.

Na Tabela VI-1 estão descritos os principais dados das usinas hidrelétricas. Observe-se que para fins de cálculo dos parâmetros do mercado (energia armazenada máxima e energia afluyente), utiliza-se o modelo linear de reservatório equivalente, ou seja, a produção das usinas hidrelétricas é proporcional à vazão turbinada. Neste caso a produtibilidade equivalente é constante, pois se despreza a variação do rendimento do conjunto turbina-gerador em função da vazão turbinada e da queda líquida.

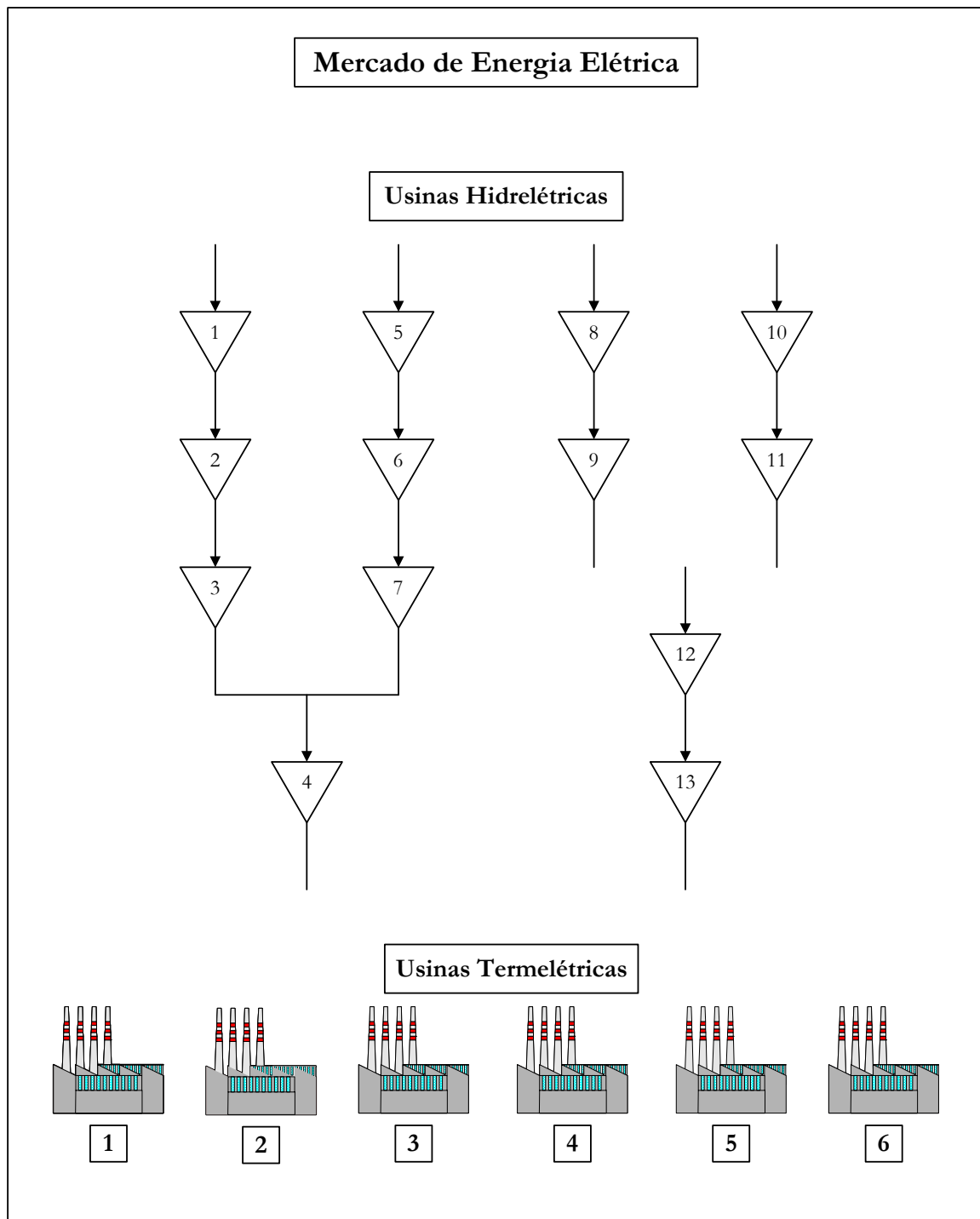


Figura VI-1 – Configuração hidrotérmica utilizada.

Tabela VI-1 – Principais dados das usinas hidrelétricas.

Usina	Nº	Volume	Volume	Produtibilidade	Potência
		Mínimo	Máximo	Equivalente	
		[hm ³]	[hm ³]	[MW/(m ³ /s)]	[MW]
Furnas	1	5.733	22.950	0,7740	1.310
Marimbondo	2	890	5.887	0,5250	1.487
Água Vermelha	3	5.856	11.025	0,4724	1.396
Ilha Solteira	4	25.467	34.432	0,3664	4.252
Emborcação	5	4.669	17.725	1,1376	1.192
Itumbiara	6	4.573	17.027	0,7081	2.281
São Simão	7	7.000	12.540	0,6399	1.708
Salto Santiago	8	2.662	6.775	0,9001	1.419
Salto Osório	9	1.124	1.124	0,6039	1.077
Três Marias	10	4.250	19.528	0,4299	397
Sobradinho	11	5.447	34.116	0,2454	1.050
Serra da Mesa	12	11.150	54.400	1,0693	1.300
Tucuruí	13	13.487	45.500	0,6014	8.368

Tabela VI-2 – Principais dados das usinas termelétricas.

Usina	Nº	Geração	Geração	Custo
		Mínima	Máxima	Marginal
		[MW]	[MW]	[\$/MWh]
Angra 1	1	0	530	8,00
Santa Cruz 1,2	2	0	300	22,00
Santa Cruz 3,4	3	0	450	22,00
Presidente Médici A	4	0	330	43,00
Presidente Médici B	5	0	550	43,00
Camaçari	6	0	330	48,00

Os dados relativos às usinas termelétricas são apresentados na Tabela VI-2. Como visto no capítulo anterior, a oferta de um agente de geração termelétrica é formada pelo seu custo

marginal de produção. O custo de produção destes agentes é suposto linear, implicando custos marginais constantes.

VI.3 - DADOS SOBRE A SIMULAÇÃO

O horizonte de planejamento para os estudos realizados neste trabalho é de cinco anos com discretização mensal. Com o intuito de estabilizar os valores das funções de custo futuro e de lucro futuro, respectivamente, na operação a mínimo custo e na operação sob competição, o horizonte de planejamento é estendido por mais dois anos, resultando numa simulação para um horizonte total de sete anos. Para atualização dos valores ao longo do período avaliado, adota-se uma taxa anual de atualização de 10%, ou aproximadamente 0,8% em valores mensais. A energia não suprida é representada por uma usina termelétrica fictícia com custo incremental correspondente a \$540,00/MWh.

A demanda de energia é considerada constante ao longo de todo o horizonte de planejamento e com valor igual a 21.000 MW médios, correspondendo a aproximadamente 70% da capacidade instalada do parque gerador.

Na simulação da operação a mínimo custo utiliza-se a modelagem com reservatório equivalente, agrupando todas as usinas hidrelétricas em um único reservatório, arbitrando-se como condição inicial 50% da capacidade máxima de armazenamento do sistema. Para fins de comparação entre a operação a mínimo custo e sob competição, considera-se para o último caso o saldo da conta de direito de energia igual a 50% da capacidade máxima de armazenamento.

Os dados referentes ao cenário hidrológico utilizado, que por simplificação é assumido determinístico, encontram-se na Figura VI-2 e na Figura VI-3, onde se percebe que o início do período úmido coincide com o início de cada ano.

Na simulação da operação sob competição os vertimentos são tratados no momento da alocação da energia afluyente. Caso a energia afluyente exceda a capacidade de armazenamento do sistema mesmo com o atendimento da demanda exclusivamente por meio de geração hidrelétrica, então a energia excedente é desprezada, não competindo aos agentes a decisão de verter.

Ainda com respeito à simulação da operação sob competição considera-se inicialmente que todas as usinas hidrelétricas pertençam a um único agente econômico, o que equivale a um ambiente competitivo com vários agentes porém estes operando em forma de coalizão,

caracterizando o pior resultado do ponto de vista do exercício de poder de mercado. Posteriormente, considera-se que existam dois agentes econômicos, sendo cada um proprietário de metade da capacidade instalada do parque de geração hidrelétrica. Em relação às usinas termelétricas, assume-se que cada usina pertença a um agente econômico diferente. Finalmente, despreza-se a existência de contratação bilateral pois está fora do escopo deste trabalho, apesar da importância deste instrumento para reduzir o poder de mercado dos agentes [4].

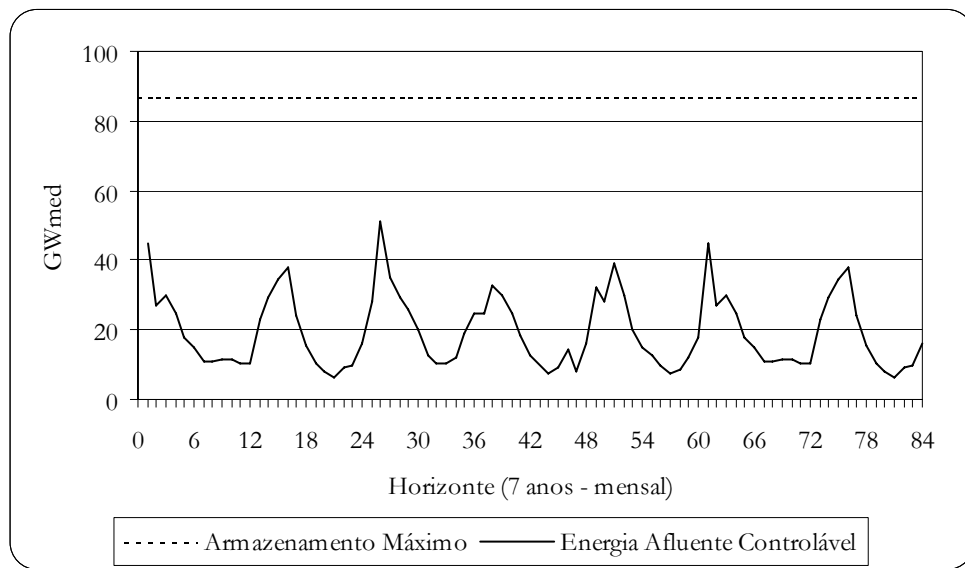


Figura VI-2 – Energia afluente controlável.

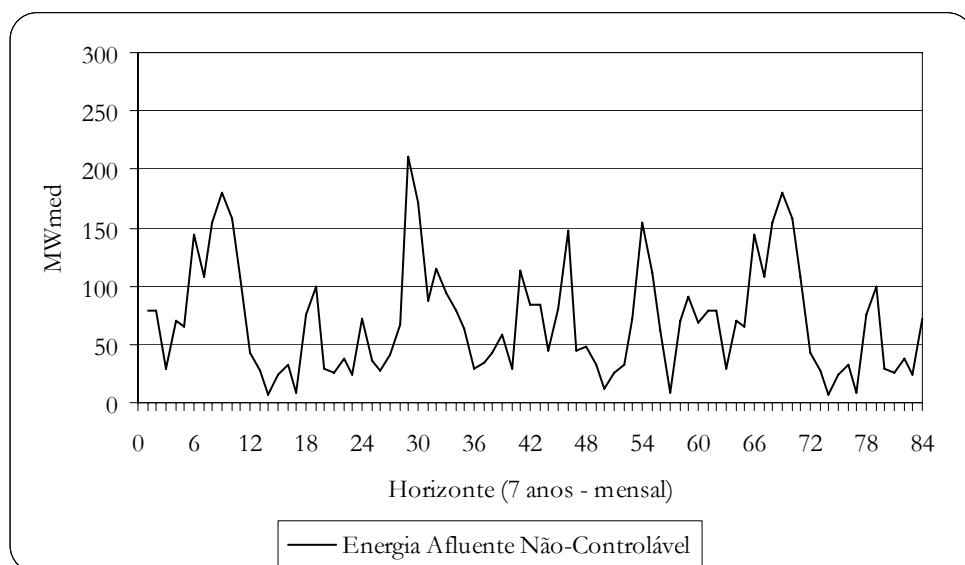


Figura VI-3 – Energia afluente não-controlável.

VI.4 - DESENVOLVIMENTO COMPUTACIONAL

O protótipo computacional da metodologia proposta foi projetado utilizando o paradigma de orientação a objetos [29] e implementado na base computacional desenvolvida por [28]. Para implementação computacional utilizou-se a linguagem de programação C++ [30], que oferece eficiente suporte para modelagem orientada a objetos.

Para solução do problema de programação inteira-mista, utilizou-se a biblioteca comercial ILOG CPLEX [31] em sua versão orientada a objetos Concert Technology [32].

VI.5 - RESULTADOS OBTIDOS PARA SIMULAÇÃO EM CARTEL

Considerando o horizonte de planejamento estendido de 7 anos, a Figura VI-4 apresenta o preço *spot* e a energia armazenada. Em (A) estão os resultados para a operação a mínimo custo e em (B) para operação sob competição. Como nas subseções seguintes será analisado apenas o horizonte de planejamento de 5 anos, busca-se aqui eliminar qualquer impressão errônea de que o preço não estabilize.

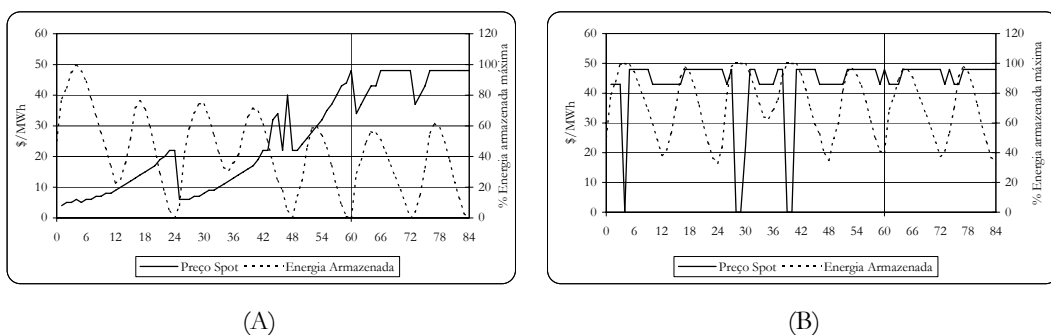


Figura VI-4 – Preço *spot* e energia armazenada.

Convém observar antes da análise dos resultados que, assim como na operação a mínimo custo é preferível despachar as usinas hidrelétricas a menos que o custo de oportunidade da água seja maior que o custo marginal das usinas termelétricas, na operação sob competição o agente de geração hidrelétrica também possui, como veremos, uma oferta “preferível”. Considere o caso em que um agente de geração hidrelétrica, aqui denominado agente estratégico, possui saldo suficiente em sua conta para atender sozinho a demanda. Uma redução da quantidade ofertada provoca um aumento do preço, pois uma usina mais cara será despachada para compensar redução da quantidade, porém este agente terá uma quantidade menor remunerada. Enquanto o aumento do preço compensar a redução da quantidade

remunerada, o agente estratégico reduzirá sua oferta. O agente estratégico somente desviará de sua oferta “preferível” quando sua função de lucro futuro sinalizar em contrário. Isso ocorre, por exemplo, quando há uma possibilidade de vertimento futuro e, nesse caso, o agente estratégico oferta uma quantidade maior, deplecionando sua conta de energia e evitando ser remunerado a preço zero caso ocorra o vertimento. Finalmente, no último estágio da operação a mínimo custo utiliza-se toda a água disponível visto que o custo futuro é zero, no último estágio da operação sob competição pode-se observar a oferta “preferível” do agente estratégico pois não há informação na função de lucro futuro para deplecionar a conta de energia. No caso em estudo é preferível ao agente estratégico ofertar o suficiente para deixar a usina de Camaçari como marginal e com despacho mínimo.

VI.5.1 - EVOLUÇÃO DO PREÇO *SPOT*

Em se tratando de mercado de energia elétrica, a tarefa mais importante, tanto para os agentes como para a sociedade, é a previsão do preço *spot*. Além da previsão, faz-se necessária sua comparação com o preço do mercado para a operação a mínimo custo. A Figura VI-4 apresenta esta comparação.

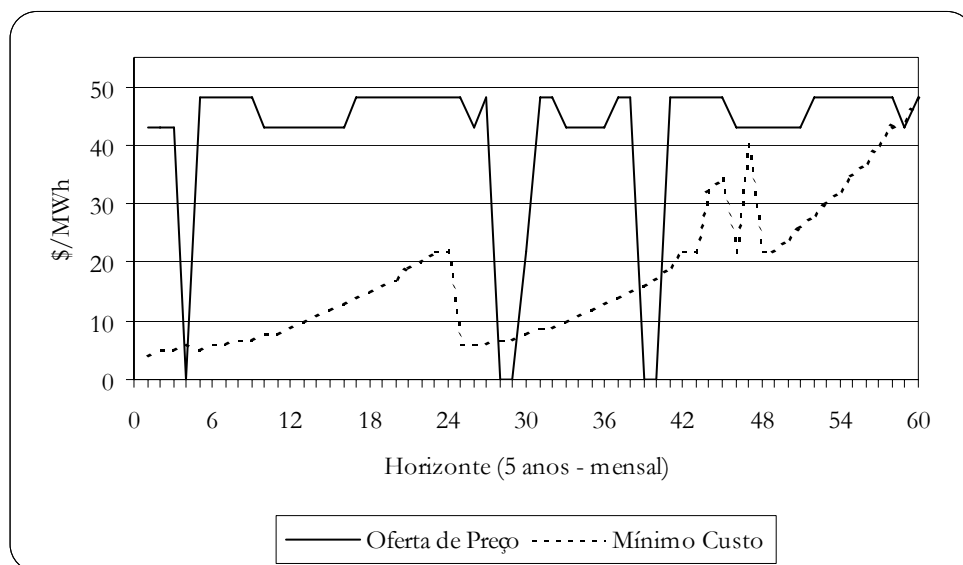


Figura VI-5 – Evolução do preço *spot*.

Observe dessa figura que, sob competição, os preços são mais estáveis em relação à operação a mínimo custo. Isso se deve à característica do agente estratégico de definir, preferencialmente, o mesmo agente como marginal, diferentemente do custo de oportunidade da água que apresenta grande volatilidade em função da energia armazenada.

Supondo que na operação a mínimo custo todos os agentes sejam remunerados pelo preço *spot* (o que de fato ocorre no modelo *tight pool*), a Tabela VI-3 apresenta o custo total incorrido pelos consumidores se toda energia elétrica fosse transacionada no mercado *spot*. Também, na mesma tabela é apresentado o custo incorrido pela sociedade na operação sob competição.

Tabela VI-3 – Custo incorrido pelos consumidores.

	Custo Incorrido	Diferença
	[\$]	[%]
Mínimo Custo	22.085.249,36	100,00
Oferta de Preço	52.411.288,16	237,31

Apesar do expressivo aumento no custo incorrido pelos consumidores, algumas considerações esclarecedoras são importantes. Inicialmente pode-se contestar o uso da operação a mínimo custo como base para comparação do preço *spot* pelo simples fato de que o agente de geração não tem o direito de não vender, não havendo qualquer chance para a remuneração de seus custos fixos. Isso é particularmente importante dado que os geradores necessitam recuperar o capital investido o que não é possível por meio da remuneração oferecida pela sistemática da operação a mínimo custo, que considera os investimentos completamente amortizados.

Vale ressaltar ainda que, num ambiente de mercado, é inviável a adoção de um mercado *spot* puro, sem a obrigação de contratação bilateral, em razão do poder de mercado exercido pelo agente estratégico. Para exemplificar como a contratação bilateral pode reduzir o custo incorrido pelos consumidores, considere que exista uma obrigação de contratação de 95% da energia transacionada, suponha que o preço da energia contratada seja aproximadamente igual à média ponderada nacional das tarifas dos contratos iniciais (\$49,26/MWh em 31/12/2002 [16]), e suponha ainda que os preços e quantidades ofertados independam do nível de contratação. Sob essas premissas o custo incorrido pelos consumidores no mercado *spot* pela energia não contratada corresponde a 5% dos valores apresentados na Tabela VI-3. Pode-se então mostrar que a diferença no custo total incorrido pelos consumidores entre ambas abordagens se reduz drasticamente, ou seja, com um nível de contratação de 95% os

consumidores pagam 2,53% a mais que pagariam na operação a mínimo custo com os mesmos contratos.

$$\Delta = \frac{\sum_{t=1}^{60} (D_t * 0.05 * P_t^{op} + D_t * 0.95 * 49,26)}{\sum_{t=1}^{60} (D_t * 0.05 * P_t^{mc} + D_t * 0.95 * 49,26)} * 100 = 102,53\% \quad (\text{VI-1})$$

onde:

t é o estágio no horizonte de planejamento;

D_t é a demanda para o estágio t ;

P_t^{op} é o preço *spot* utilizando oferta de preços para o estágio t ;

P_t^{mc} é o preço *spot* da operação a mínimo custo para o estágio t .

Ressalte-se, novamente, que o sistema de remuneração resultante da operação a mínimo custo não pode ser considerado como referência que possa por si só remunerar os investimentos. Diferentemente, na sistemática por oferta de preços o gerador tem a oportunidade de recuperar todos os seus custos adequadamente, enquanto ele for competitivo, de acordo com os fundamentos da teoria microeconômica.

VI.5.2 - EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA

A principal característica de sistemas de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica é a grande capacidade de regularização da energia armazenada. Esta capacidade é utilizada principalmente para transferir energia de períodos úmidos para períodos secos, evitando vertimentos desnecessários.

A Figura VI-6 apresenta a evolução da energia armazenada no sistema. Observe-se que na operação a mínimo custo faz-se um uso mais intensivo da capacidade de produção hidrelétrica, de modo que o sistema opere com menores níveis de armazenamento.

Ainda a respeito da operação a mínimo custo, note-se que o esvaziamento total do reservatório no final do segundo e do quarto ano é conseqüência de um período úmido muito favorável nos meses seguintes, possibilitando o máximo uso da energia hidráulica disponível sem a possibilidade de ocorrência de déficit.

Sob competição, a redução da geração hidrelétrica, responsável pelo aumento do preço, faz com que o reservatório opere sempre num nível mais elevado, ocasionando vertimentos

nos períodos úmidos dos anos 1, 3 e 4. Os meses onde ocorrem vertimentos também podem ser observados na Figura VI-5, visto que o preço neste caso é zero.

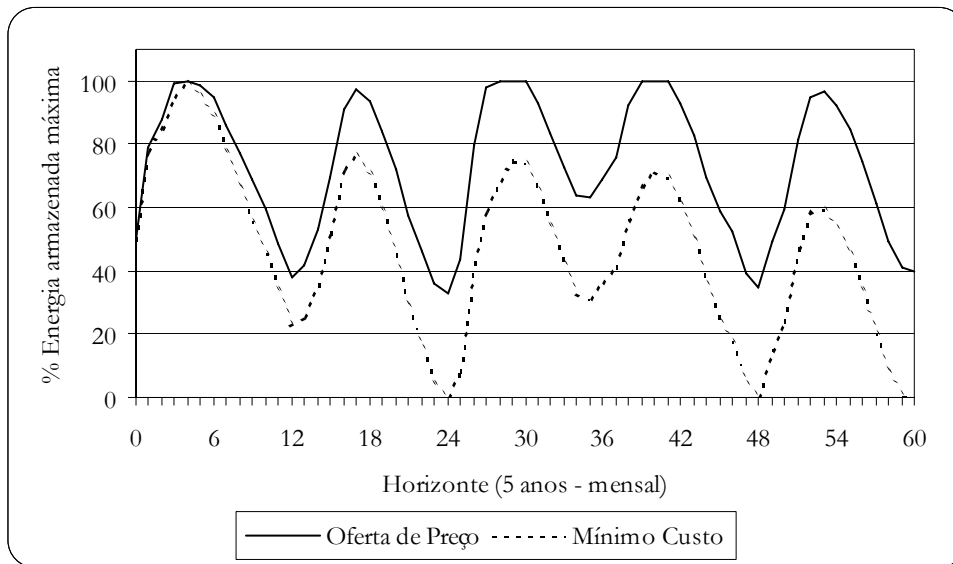


Figura VI-6 – Evolução da energia armazenada.

VI.5.3 - DETERMINAÇÃO DAS GERAÇÕES HIDRELÉTRICA E TERMELÉTRICA

Conforme observado anteriormente, o aumento de preço na operação sob competição em relação à de mínimo custo é provocada pela redução da geração hidrelétrica. A Figura VI-7 apresenta a evolução da geração hidrelétrica para o horizonte de planejamento.

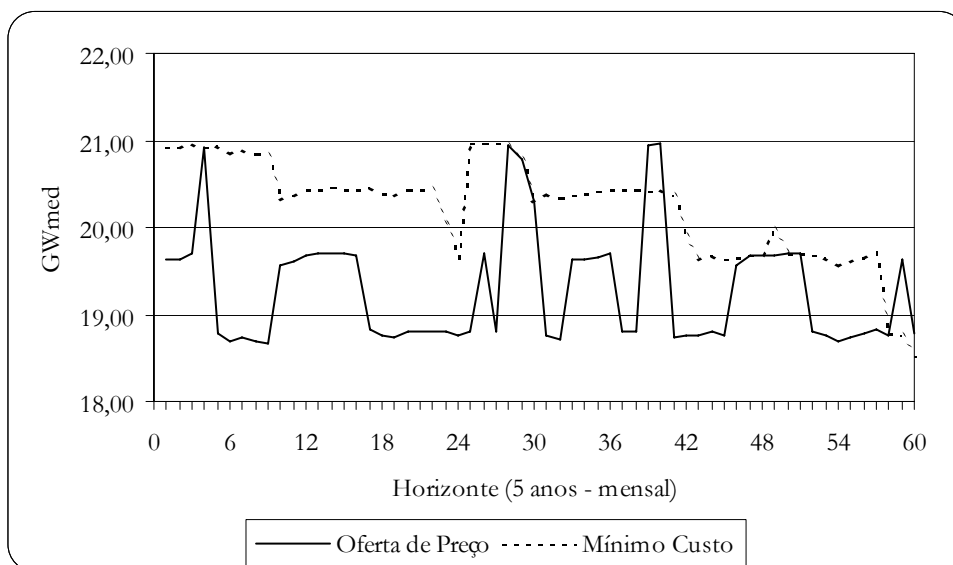


Figura VI-7 – Geração hidrelétrica em GWmed.

Verifica-se que nos meses em que ocorre vertimento na operação sob competição (4, 28, 29, 39 e 40) a geração hidrelétrica é elevada. O aumento da geração hidrelétrica no final dos anos 1 e 4 é necessário para evitar o vertimento e a conseqüente perda de receita pela remuneração a preço zero.

Pode-se questionar a não elevação da geração hidrelétrica nos meses anteriores ao vertimento para evitar a perda de receita. Isso é explicado pelas características das usinas termelétricas do sistema. A existência de uma grande diferença de preço entre a térmica marginal (\$43,00/MWh) e a próxima mais barata (\$22,00/MWh) não compensa a perda de receita do agente estratégico, que prefere ser remunerado a zero nos meses em que ocorre o vertimento a receber aproximadamente metade do valor nos meses anteriores. Ressalte-se entretanto que o agente estratégico desvia de sua oferta preferível (agente marginal com custo de \$ 48,00/MWh), principalmente nos períodos úmidos dos anos 1 e 4, pois caso contrário provocaria vertimentos em um número maior de meses.

A Figura VI-8 apresenta os resultados referentes à geração termelétrica. Pode-se constatar que a variação da geração hidrelétrica da Figura VI-7 é idêntica à variação da geração termelétrica, conforme ilustrado na Figura VI-9.

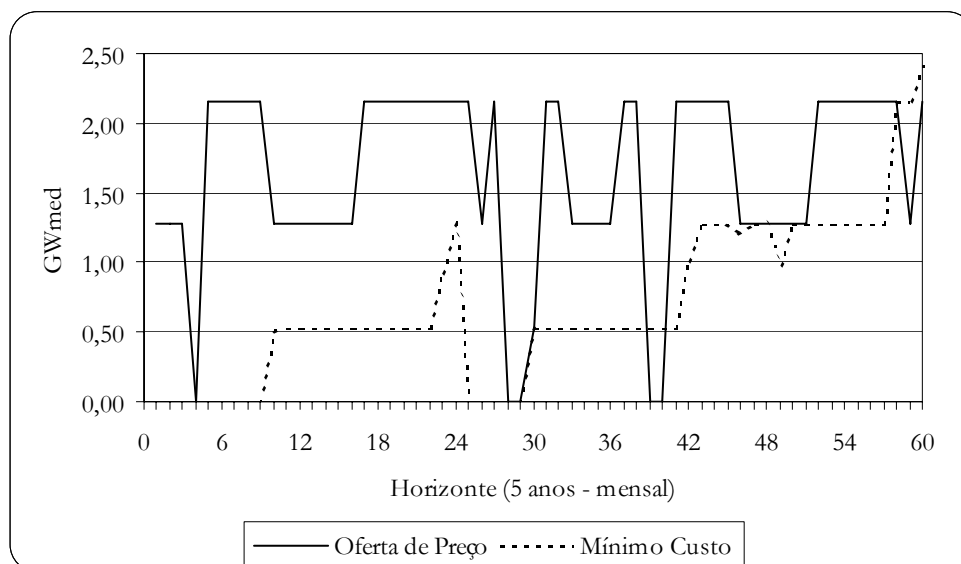


Figura VI-8 – Geração termelétrica em GWmed.

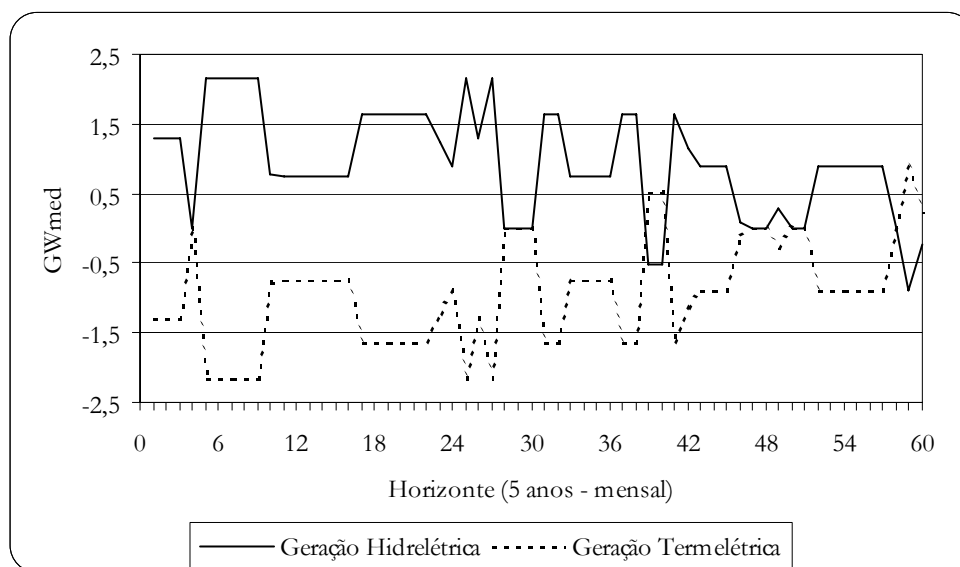


Figura VI-9 – Variação das gerações hidrelétrica e termelétrica.

As médias mensais das gerações hidrelétrica e termelétrica para a operação a mínimo custo e sob competição são apresentadas na Tabela VI-4.

Tabela VI-4 – Gerações hidrelétrica e termelétrica médias.

	Geração Hidrelétrica	Diferença	Geração Termelétrica	Diferença
	[MWmed]	[%]	[MWmed]	[%]
Mínimo Custo	20.229,42	100,00	699,54	100,00
Oferta de Preço	19.297,88	95,40	1.631,08	233,17

Note-se que, em valores médios, o aumento do custo de operação em aproximadamente 137%, de acordo com a Tabela VI-3, ocorre pela redução de 4,60% da geração hidrelétrica. Apesar de aparentemente pequena, porém sobre um total de geração muito grande, esta redução força o aumento da geração termelétrica em 133%, obrigando o despacho de usinas ineficientes para o atendimento da demanda, visto que em sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica as usinas termelétricas são normalmente pequenas. É claro que se a quantidade de usinas termelétricas eficientes fosse maior, provavelmente o poder de mercado do agente estratégico seria menor.

VI.5.4 - ANÁLISE DAS OFERTAS DO AGENTE HIDRELÉTRICO

A referência [1] afirma que a elevação do preço em mercados de energia liberalizados é provocada por meio de ofertas excessivamente altas de agentes de geração com poder de mercado, que não podem ser justificadas com base em seus custos. De outra forma, isso significa que o exercício de poder de mercado se dá por meio da manipulação do preço ofertado.

Como resultado deste trabalho, verifica-se que, para o sistema com predominância de geração hidrelétrica avaliado, o exercício de poder de mercado é feito, não por meio do preço ofertado, e sim, por meio da manipulação da quantidade ofertada. A Figura VI-10 apresenta as ofertas do agente estratégico ao longo do horizonte de planejamento, bem como a consequência dessas ofertas no preço *spot*

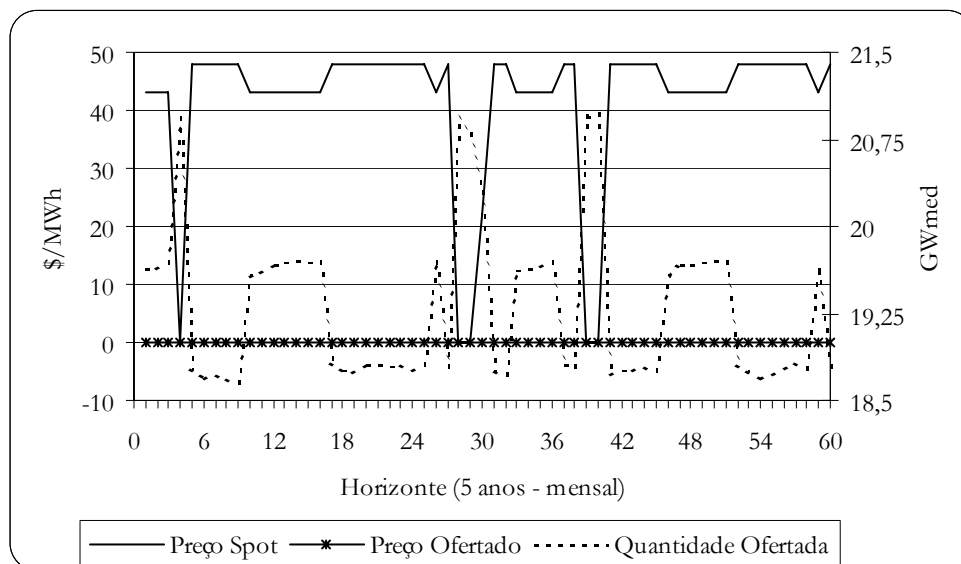


Figura VI-10 – Oferta do agente estratégico.

Observe que qualquer preço ofertado pelo agente estratégico entre zero e um valor abaixo da oferta marginal não altera de forma alguma os resultados obtidos, porém adota-se a oferta a preço zero para enfatizar que o exercício de poder de mercado não ocorre por meio do preço e sim da quantidade.

VI.6 - RESULTADOS OBTIDOS PARA SIMULAÇÃO SOB COMPETIÇÃO

Para verificar o impacto da concorrência entre agentes estratégicos, uma nova simulação foi realizada considerando dois agentes estratégicos como proprietários das usinas

hidrelétricas, onde foi assumido que cada agente estratégico detém metade da capacidade de geração hidrelétrica.

A Figura VI-15 ilustra a evolução do preço *spot* bem como as ofertas dos agentes estratégicos ao longo do horizonte de planejamento. Para fins de visualização do efeito da quantidade total ofertada sobre o preço *spot*, a oferta total de geração hidrelétrica ao mercado também é apresentada, porém em escala reduzida.

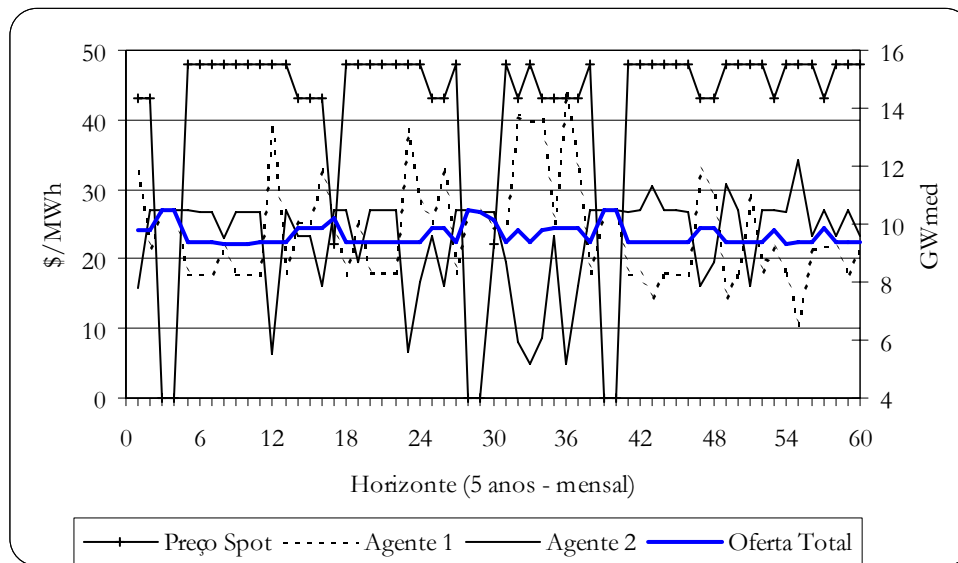


Figura VI-11 – Oferta dos agentes estratégicos.

Pode-se perceber que as ofertas dos agentes estratégicos não são simétricas, apesar do duopólio formado por estes agentes ser. A assimetria nas ofertas leva a uma diferença na receita obtida por cada agente estratégico, que ao final do horizonte de planejamento chega a 2,0%. A origem desta diferença encontra-se na característica iterativa do processo de equilíbrio estático (descrito no Capítulo V) e pode ser observada no impacto da escolha do agente que inicia o processo iterativo sobre a receita dos agentes.

A comparação das principais variáveis do sistema em relação à operação com apenas um agente estratégico está sumarizada na Tabela VI-5.

Observa-se desta tabela que, apesar de pequeno, o efeito esperado da concorrência entre os agentes foi verificado. A competição entre os agentes elevou a geração hidrelétrica média em 0,7% e a conseqüente redução da geração termelétrica (8,1%) ocasionou uma redução do custo incorrido pela sociedade em 1,8%.

Tabela VI-5 – Dados Comparativos.

	Cartel	Concorrência	Diferença
	(Agente Único)	(Duopólio)	[%]
Custo Incorrido [\$]	52.411.288,16	51.486.355,88	98,24
Geração Hidrelétrica Média [MWmed]	19.297,88	19.432,96	100,70
Geração Termelétrica Média [MWmed]	1.631,08	1.498,97	91,90

VI.7 - RESULTADOS OBTIDOS COM O AUMENTO DA DEMANDA

Com o intuito de identificar outro aspecto importante não abordado nas seções anteriores, apresenta-se a seguir o resultado da simulação do mesmo sistema avaliado, porém considerando um aumento de 2,4% na demanda de energia, que assume valor igual a 21.500 MWmédios. Por simplificação, é assumido um único agente econômico como sendo proprietário de todas as usinas hidrelétricas.

Da mesma forma que a função de lucro futuro pode sinalizar vertimentos, ela também pode sinalizar a possibilidade de ocorrência de déficits futuros. Neste caso, o déficit é visualizado como um grande aumento de receita em virtude da remuneração diferenciada em períodos de racionamento. Sendo assim, como o preço da energia nos períodos de déficit é muito maior que nos períodos normais, quando o agente estratégico “enxerga” a possibilidade de déficit para o futuro o mesmo se desvia de sua oferta preferível, aumentando a quantidade ofertada, de forma a deplecionar os reservatórios do sistema, ocasionando o déficit.

As figuras abaixo apresentam a evolução das principais variáveis do problema, sendo elas o volume armazenado, o preço *spot* e as gerações hidrelétrica e termelétrica, para o caso em que a demanda é aumentada.

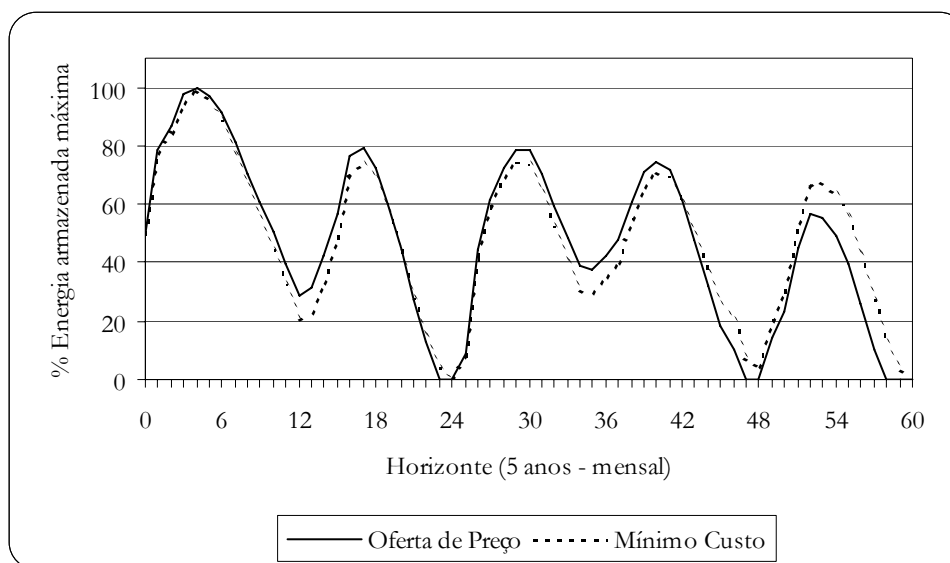


Figura VI-12 – Evolução da energia armazenada.

Pode-se observar na Figura VI-12 que o volume armazenado na operação sob competição evolui de forma similar ao volume armazenado na operação a mínimo custo. Porém, uma análise detalhada permite constatar que nos meses onde não há a possibilidade de déficit, o agente estratégico, na operação sob competição, incrementa o despacho termelétrico e, com isso, aumenta o volume armazenado em relação à operação a mínimo custo. Isto pode ser comprovado observando os volumes armazenados nos meses 12 e 36, e também pelas figuras VI-14 e VI-15, mostradas adiante.

Em contrapartida, nos meses menos favoráveis hidrológicamente, como nos meses 24, 48 e 58, o volume armazenado na operação sob competição é menor, pois o agente estratégico visualiza a possibilidade de déficit e depleciona o reservatório o suficiente para que ocorra este déficit, obtendo uma receita maior.

A Figura VI-13 ilustra a evolução do preço *spot* onde se pode observar que, nos meses anteriores aos meses com déficit, o preço sob o paradigma da competição é menor. Isso ocorre em virtude da elevação da geração hidrelétrica para provocar o déficit nos meses subsequentes.

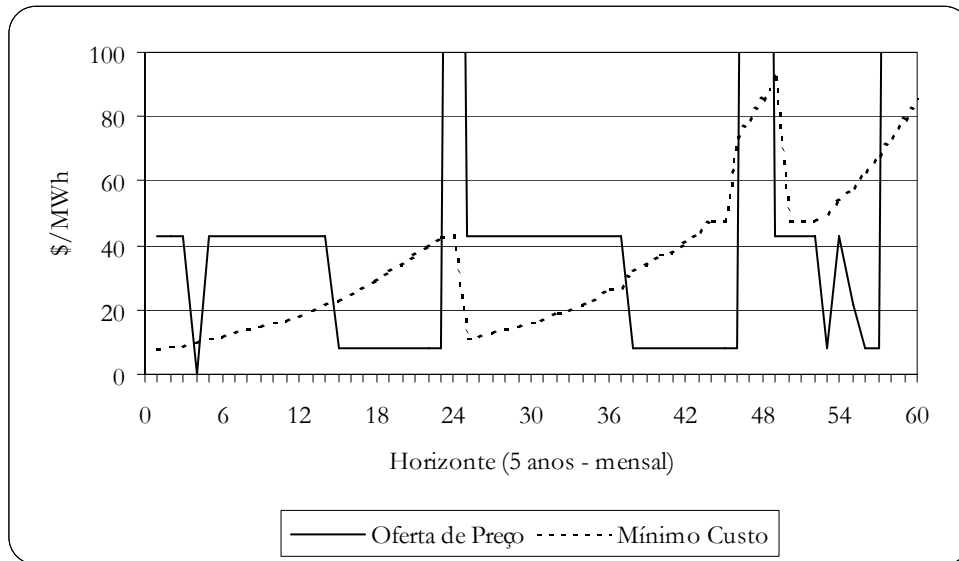


Figura VI-13 – Evolução do preço *spot*.

As figuras VI-14 e VI-15 apresentam, respectivamente, a geração hidrelétrica e a geração termelétrica. Fica evidente, na Figura VI-14, a elevação da geração hidrelétrica nos meses que precedem os meses com déficit, confirmando que o déficit é provocado pela ação do agente estratégico.

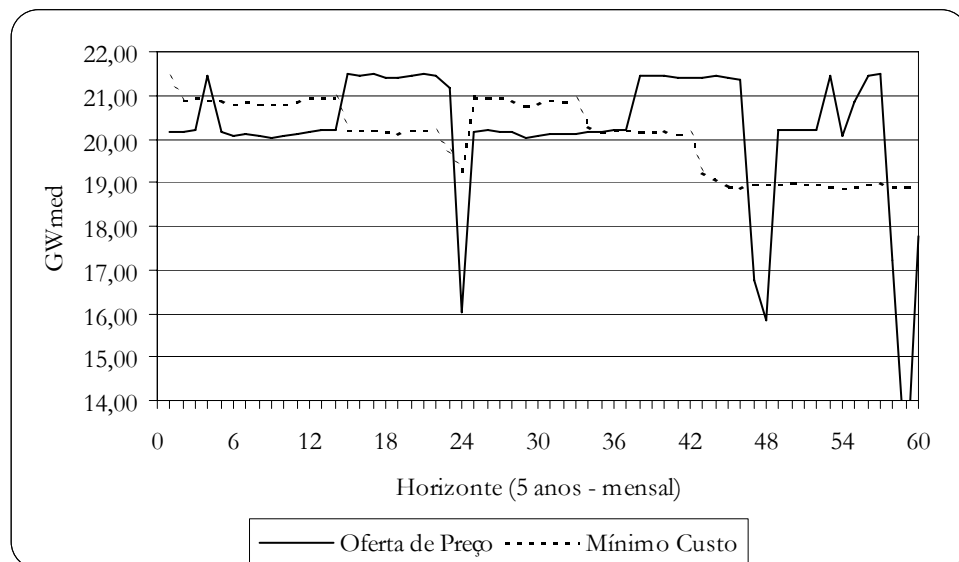


Figura VI-14 – Geração hidrelétrica em GWmed.

A análise da Figura VI-15 permite observar que nos meses que precedem os meses hidrológicamente desfavoráveis, a política de operação a mínimo custo é elevar a geração termelétrica para evitar o déficit. Já sob competição, o agente estratégico eleva a geração

hidrelétrica, como visto, e portanto há uma redução da geração termelétrica. Ou seja, o déficit só ocorre porque há manipulação do mercado por parte do agente estratégico.

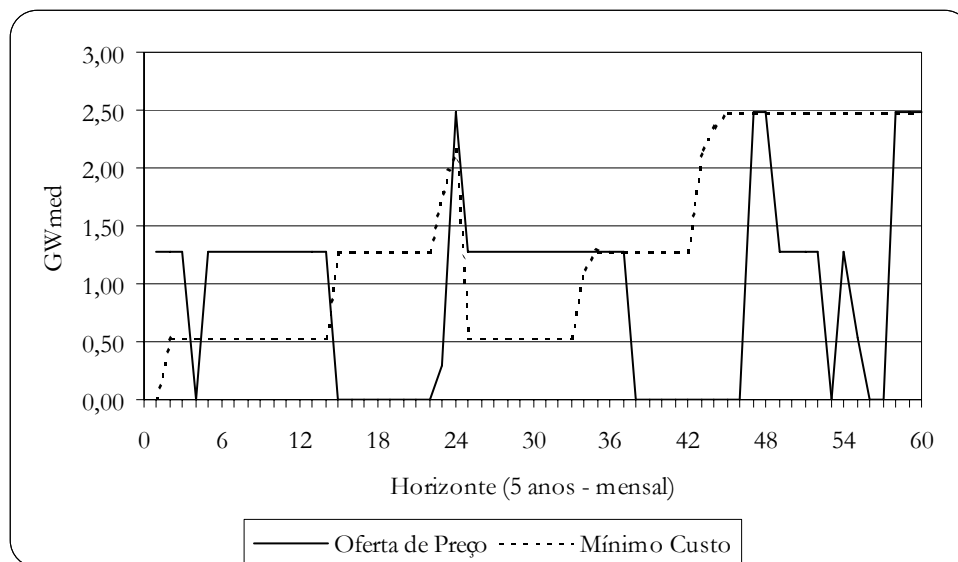


Figura VI-15 – Geração termelétrica em GWmed.

Com base nos resultados obtidos, existe evidência de que o poder de mercado dos agentes estratégicos pode ser reduzido com a competição e contratos bilaterais apenas nos períodos de hidrologia favorável. Porém, nos períodos desfavoráveis, necessita-se de outros mecanismos regulatórios que impeçam que a manipulação do mercado por parte dos agentes estratégicos leve o sistema a déficit, tais como a curva de aversão a risco [16].

VI.8 - CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta a uma configuração hidrotérmica composta por usinas do sistema elétrico brasileiro. A metodologia foi aplicada, considerando um agente econômico proprietário de todas as usinas hidrelétricas, representando uma coalizão, e também a um duopólio onde cada agente econômico é proprietário de metade da capacidade do parque gerador hidrelétrico. Para fins de comparação, foram apresentados também os resultados da operação a mínimo custo dessa configuração.

Inicialmente, considerando a simulação de um único agente proprietário das usinas hidrelétricas, percebe-se que num contexto irrestrito o agente estratégico possui uma oferta preferível: selecionar um agente como marginal por meio da manipulação da quantidade

ofertada. No caso em estudo, a oferta preferível é aquela na qual a usina termelétrica de custo marginal igual a \$48/MWh é a marginal, e com despacho mínimo.

Da evolução do preço *spot* nota-se que, apesar de menos voláteis, na operação sob competição os preços são em média maiores que na operação a mínimo custo. Esta elevação dos preços é consequência do exercício do poder de mercado por parte do agente estratégico com o intuito de maximizar sua receita. Entretanto, este poder de mercado pode ser reduzido drasticamente com a utilização de contratação bilateral ou possibilitando a demanda ofertar preços.

O aumento dos preços é obtido a partir da redução da geração hidrelétrica em comparação com a operação a mínimo custo. Mesmo pequena percentualmente, esta redução é suficiente para provocar o despacho de usinas termelétricas ineficientes, despacho esse numericamente igual à redução da geração hidrelétrica.

Como consequência da redução da geração hidrelétrica, ocorrem vertimentos ao longo do horizonte de planejamento. Pode-se constatar entretanto que, com base na oferta preferível do agente estratégico, o número de meses com vertimento poderia ter sido maior, porém a perda de receita associada ao vertimento, e sinalizada pela função de lucro futuro, faz com que o agente estratégico eleve a quantidade ofertada pois a redução do preço é mais vantajosa que a perda de receita.

Da análise das ofertas do agente estratégico ao mercado observa-se que, para um sistema elétrico com predominância de geração hidrelétrica, o poder de mercado é exercido por meio da redução da quantidade ofertada e não da elevação do preço como aparentemente poderia parecer, o que evidencia a importância dos contratos bilaterais.

Considerando a simulação do duopólio observa-se, timidamente, os efeitos da concorrência: aumento da geração hidrelétrica, redução da geração termelétrica e redução do custo incorrido pela sociedade, quando comparados com a operação com um único agente estratégico. A análise das ofertas dos agentes estratégicos evidencia ainda que o processo de equilíbrio estático baseado na interpretação dinâmica do modelo de Cournot depende da escolha arbitrária do agente que inicia o processo iterativo, levando a uma variação de 2,0% na receita total dos agentes.

Após um pequeno incremento na demanda do sistema verifica-se por meio de nova simulação que, assim como a função de lucro futuro sinaliza vertimentos futuros, esta função também sinaliza déficits futuros, e a identificação de uma possibilidade de déficit faz com que

o agente estratégico desvie de sua oferta preferível, manipulando o mercado para provocar o déficit e elevar sua receita.

Finalmente, por desprezar a existência de contratação bilateral, a análise do mercado de energia elétrica é incompleta. O uso de contratos bilaterais faz com que o agente estratégico diminua seu interesse pelo preço *spot* e tenha mais interesse em garantir o despacho da quantidade contratada, reduzindo seu poder de mercado.

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES

A indústria de eletricidade em escala internacional vive um processo de transformação estrutural cujos principais objetivos são a busca de uma maior eficiência na cadeia produtiva e a indução à participação de capital privado no financiamento do setor. A introdução da competição no segmento de geração, no âmbito de um mercado *spot* com oferta de preços, tem sido o principal recurso utilizado para atingir esses objetivos.

A grande preocupação em permitir a livre concorrência entre os agentes de geração concerne à possibilidade de exercício de poder de mercado por parte desses agentes, levando a uma operação ineficiente e com custos intoleráveis para a sociedade.

Como mostrado no Capítulo II, os tradicionais índices de concentração de mercado não são a melhor forma de avaliar o poder de mercado dos agentes em virtude das características do setor. Como alternativa, a literatura internacional tem abordado o problema da quantificação do poder de mercado por meio da simulação da competição entre os agentes, possibilitando ao agente regulador identificar práticas anticompetitivas e da mesma forma fornecer aos agentes de geração uma metodologia de apoio à decisão na elaboração de suas ofertas.

No Capítulo III foi apresentada uma sucinta revisão dos modelos de equilíbrio para mercados sob competição imperfeita, incluindo tanto os modelos tradicionais como Cournot e Bertrand, e também modelos mais sofisticados como o equilíbrio baseado em funções de oferta e teoria de leilões. Pode-se observar que a tomada de decisão consiste em escolher preços e quantidades a ofertar ao mercado, sendo que a diferença entre ambos os modelos está na escolha da variável estratégica, e na forma de tratá-la.

No modelo de Cournot a variável estratégica é a quantidade, e o preço é definido pela demanda em função de sua elasticidade. Já em Bertrand adota-se como variável estratégica o preço, sendo que a quantidade consumida é definida pela demanda. O modelo de equilíbrio baseado em funções de oferta questiona a eficácia dessas estratégias constantes frente a incertezas na demanda, concluindo que é preferível aos agentes ofertar uma função que

relacione preço e quantidade ofertados para cada realização da demanda. Apesar de matematicamente elegante, o equilíbrio baseado em funções de oferta necessita que as funções de oferta sejam contínuas e diferenciáveis, o que certamente inviabiliza a aplicação dessa modelagem ao estudo de mercados de energia elétrica. Na abordagem via teoria de leilões, a função de oferta é considerada discreta e a discussão central é o conflito entre ofertar um preço baixo e garantir o despacho e elevar o preço para aumentar a receita.

A partir da definição das potenciais abordagens para o estudo de equilíbrios de mercados, no Capítulo IV foi apresentada a formulação de um mercado de energia elétrica com ênfase no caso brasileiro onde há predominância de geração hidrelétrica. O mecanismo de formação de preços para o mercado de energia elétrica utilizado neste trabalho é baseado nos trabalhos do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.

Conforme visto ainda no Capítulo IV, a aplicação dos modelos de equilíbrio de mercados sob competição imperfeita não é imediata em virtude das características do mercado de energia elétrica onde há predominância de geração hidrelétrica. Dentre essas características destacam-se: o custo marginal de produção das usinas não é sinalizador adequado dos reais custos envolvidos; a inelasticidade da demanda e a forte sensibilidade do preço frente a variações na quantidade de energia hidrelétrica produzida provocada pelo reduzido tamanho das usinas termelétricas.

No Capítulo V é proposta uma metodologia, baseada em algumas características dos modelos de equilíbrio, com potencialidade de resolver o problema da simulação de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica.

O núcleo da metodologia proposta é o estudo da reação dos agentes frente a um conjunto de ofertas existentes. Para os agentes termelétricos, denominados agentes satélites, verifica-se que, dado seu pequeno tamanho em relação ao mercado e sua incapacidade de manipular o preço de equilíbrio, a melhor estratégia é ofertar a capacidade máxima ao custo marginal de produção.

Já para agentes hidrelétricos, ou estratégicos, a oferta ótima pode ser obtida com a aplicação do modelo de Bertrand com restrição de capacidade, neste caso tem-se um jogo de dois estágios onde inicialmente escolhe-se a quantidade a ser produzida e posteriormente seu preço. Do modelo de equilíbrio baseado em funções de ofertas utilizou-se o conceito de demanda residual para obter uma função que relaciona o preço de equilíbrio do mercado com a quantidade ofertada pelo agente estratégico, possibilitando a representação do problema de

maximização do lucro por meio de um problema de programação inteira-mista não-linear. A característica da curva de demanda residual, em patamares constantes, permite que o problema de maximização do lucro seja resolvido por meio da resolução de um conjunto de problemas de programação linear.

O preço ofertado pelo agente estratégico é obtido via leilões. Como a oferta dos concorrentes e a demanda são determinísticas, o leilão tem solução trivial e pode ser internalizado na curva de demanda residual de forma que o problema de maximização do lucro forneça a oferta final do agente estratégico.

A grande capacidade de regularização dos reservatórios em sistemas com predominância de geração hidrelétrica exigiu a simulação do mercado de energia elétrica por um longo horizonte de tempo. A semelhança entre o equilíbrio dinâmico de mercados de energia elétrica e o planejamento energético de longo prazo levou ao uso da Programação Dinâmica (PD) como técnica de solução. A principal diferença na aplicação da PD ao problema de equilíbrio de mercados de energia em relação a sua aplicação clássica no planejamento energético é que enquanto no segundo caso a função de custo futuro é única, no primeiro caso existe uma função de lucro futuro para cada agente estratégico que representa sua percepção de futuro para um dado estado do sistema. Ainda no tocante à aplicação da PD ao problema de equilíbrio de mercados de energia, verificou-se que a função de lucro futuro é não convexa e sua representação exige o uso de variáveis inteiras.

No Capítulo VI a metodologia proposta foi aplicada a uma configuração hidrotérmica composta por usinas do parque gerador brasileiro, no intuito de demonstrar sua viabilidade prática.

Com a aplicação da metodologia proposta para o caso no qual todas as usinas hidrelétricas pertençam a um único agente econômico, verificou-se que, na ausência de informações sobre o futuro, o agente estratégico possui uma oferta preferencial que consiste em escolher uma das usinas termelétricas do sistema como marginal. O desvio dessa oferta preferencial é provocado pela função de lucro futuro, que sinaliza uma possibilidade de perda de receita no futuro ocasionada por vertimentos.

Observando a evolução do preço *spot* ao longo do horizonte de planejamento pode-se verificar que, apesar de mais estável, o preço foi maior que na operação a mínimo custo. A análise das gerações hidrelétrica e termelétrica mostrou que a origem desse aumento de preço está na redução da geração hidrelétrica, obrigando o despacho de usinas termelétricas

ineficientes. Como consequência disso, ocorreu um aumento no custo incorrido pela sociedade, onde fica evidente a inviabilidade prática da adoção de um mercado *spot* puro em virtude da prática de poder de mercado por parte dos agentes estratégicos. Contudo, a existência de contratação bilateral pode reduzir o custo incorrido pela sociedade, conforme ilustrado com base em premissas realistas. Considerando um nível de contratação de 95% para o caso em estudo, os consumidores pagam 2,53% a mais do que pagariam na operação a mínimo custo com os mesmos contratos, o que pode ser interpretado como o preço pago pela adoção de um sistema de oferta de preços.

A análise das ofertas do agente hidrelétrico ao mercado mostrou que o poder de mercado é exercido por meio da manipulação da quantidade ofertada e não por meio da elevação do preço ofertado, como poderia inicialmente parecer.

Simulando o sistema considerando a existência de dois agentes econômicos proprietários de metade da capacidade instalada do parque hidrelétrico, os efeitos esperados da competição (aumento da geração hidrelétrica, redução da geração termelétrica e consequente redução do custo incorrido pela sociedade) foram observados, ainda que de forma pouco expressiva. Contudo, o processo de equilíbrio estático baseado na interpretação dinâmica do modelo de Cournot depende da escolha arbitrária do agente que inicia o processo iterativo, não se mostrando a melhor alternativa para esta aplicação.

A simulação da operação sob competição considerando um pequeno aumento da demanda permitiu observar que, além de sinalizar possibilidades de vertimentos futuros, a função de lucro futuro também sinaliza ao agente estratégico a possibilidade de déficits futuros. Em virtude da remuneração diferenciada nos períodos com déficit, o agente estratégico pode se desviar de sua oferta preferível, provocando o déficit e aumentando sua receita.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se o estudo de outras alternativas para representação da competição entre agentes hidrelétricos bem como a avaliação de incertezas sobre a energia afluente, a demanda e a oferta dos concorrentes.

Adicionalmente, sugere-se o estudo do impacto da contratação bilateral e da representação da elasticidade da demanda no tocante ao poder de mercado dos agentes estratégicos.

Finalmente, recomenda-se o estudo de outras arquiteturas de leilão para o mecanismo de formação de preço por oferta. Particularmente, a referência [33] mostra que a arquitetura

normalmente utilizada nos mercados de energia elétrica - lotes verticais com múltiplos ganhadores - é incapaz de promover a eficiência econômica, porém apresenta uma estrutura baseada em lotes horizontais com ganhador único que apresenta esta propriedade, justificando um estudo avançado para comparar estas arquiteturas no contexto de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica.

APÊNDICE A

PD APLICADA AO EQUILÍBRIO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

A.1 - INTRODUÇÃO

Conforme mostrado no Capítulo V, o equilíbrio dinâmico de mercados de energia elétrica caracteriza-se pela definição de equilíbrios estáticos para cada estágio do horizonte de planejamento, acoplados por meio de funções de lucro futuro. O problema do equilíbrio dinâmico do mercado de energia elétrica pode então ser representado por um problema de Programação Dinâmica (PD) de forma similar à aplicação ao problema de planejamento energético.

Neste apêndice apresenta-se a aplicação da PD ao problema de mercados de energia elétrica bem como as alterações implementadas na representação das funções de lucro futuro com o intuito de reduzir a explosão combinatorial intrínseca da PD.

A.2 - APLICAÇÃO DA PD

A aplicação da PD ao problema de planejamento energético consiste em um processo recursivo onde, a cada estágio, busca-se minimizar o custo total de operação, formado pela soma do custo imediato de operação e o custo futuro. O primeiro é devido à geração termelétrica num dado estágio enquanto o segundo está associado ao custo da geração termelétrica nos estágios futuros.

O processo de solução da PD aplicada ao planejamento energético pode ser descrito pelo algoritmo abaixo que, para fins de simplificação, considera o caso determinístico.

1. para cada estágio t defina o conjunto de variáveis de estado do sistema, ou seja a discretização dos reservatórios do sistema;
2. para o estágio final T e para cada estado do sistema calcule o balanço de energia e o custo de operação, assumindo que o custo futuro é zero. Cada estado e o respectivo custo de operação formam um ponto na função do custo futuro;

3. para os demais estágios e para cada estado calcule o balanço de energia e o custo de operação ótimo para cada estado do sistema. Os pontos da função de custo futuro são definidos conforme já descrito.

A Figura A-1 mostra o cálculo do custo de operação para um estado em função dos custos futuros descrito na etapa 3, onde C_i' representa o custo associada à decisão i .

$$C_{1,T-1} = \min(C_i' + C_{i,T}), i=1...N$$

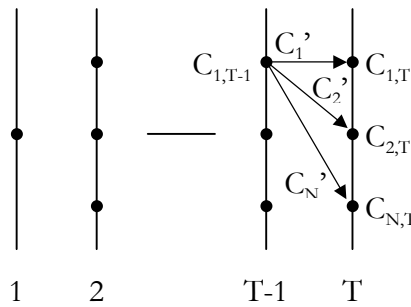


Figura A-1 – Cálculo do custo de operação.

De forma genérica, o fluxograma da Figura A-2 mostra o processo recursivo da PD, onde:

- t é o estágio no horizonte de planejamento;
- T é último estágio do horizonte de planejamento;
- $X(t)$ é a variável de estado do sistema;
- u é a variável de decisão, neste caso uma decisão de despacho;
- $CI(u)$ é o custo de operação resultante da aplicação da decisão u ;
- $CT(X(t))$ é o custo total de operação do estado $X(t)$;
- $CF(X(t))$ é o custo total de operação do estado $X(t)$ referenciado ao estágio $t - 1$.

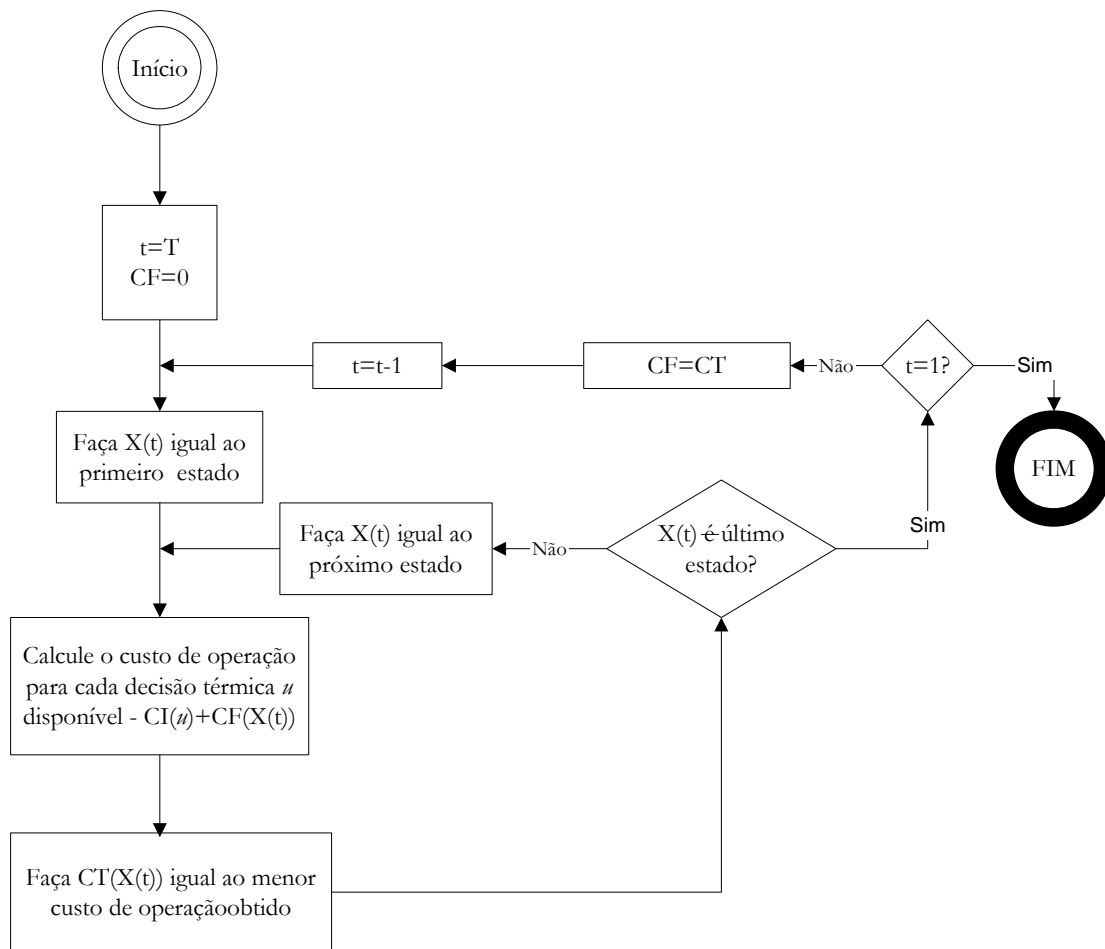


Figura A-2 –PD aplicada ao problema de planejamento energético.

Verifica-se que com o aumento do número de estados ocorre uma explosão combinatorial para determinação do custo de operação mínimo para cada estado. Para contornar este problema, adotou-se representar a função de custo futuro de forma analítica e conseqüentemente a decisão de mínimo custo passa a ser obtida com a solução de um único problema de Programação Linear (PL), conforme mostra a Figura A-3.

A representação analítica da função de custo futuro utiliza hiperplanos lineares denominados cortes de Benders. Estes cortes são construídos utilizando os multiplicadores de Lagrange adequados do problema de minimização do custo de operação de cada estado. Visto que a função de custo futuro indica a variação do custo de operação com a variação do volume dos reservatórios, o multiplicador de Lagrange adequado para esta representação é aquele associado às restrições de conservação da massa nos reservatórios.

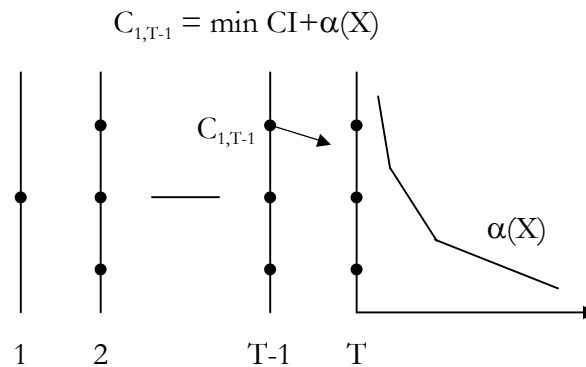


Figura A-3 – Representação analítica da função de custo futuro.

A aplicação da PD ao problema de mercados de energia elétrica resume-se em definir como estado do sistema os saldos das contas de energia dos agentes e a substituir a decisão de despacho a mínimo custo pelo equilíbrio estático descrito no Capítulo V. Note-se que nessa aplicação existe uma função futura para cada agente do sistema e não uma única como no caso do planejamento energético.

Vale ressaltar aqui uma diferença na construção dos cortes de Benders para representação da função de lucro futuro para o problema de mercados de energia elétrica. A função de lucro futuro relaciona a variação do lucro com a variação dos saldos nas contas de energia dos agentes. A inclinação dos cortes poderia ser dada pelo multiplicador de Lagrange da Equação (IV-2) que representa o balanço energético na conta. Porém, como visto no Capítulo V, a reação do agente estratégico é modelada por um problema de programação inteira-mista, onde os multiplicadores de Lagrange não têm uma aplicação prática. Assim, os cortes de Benders são representados pela interpolação linear dos pontos obtidos, conforme a Figura A-4. As linhas tracejadas ilustram a construção dos cortes utilizando os multiplicadores de Lagrange.

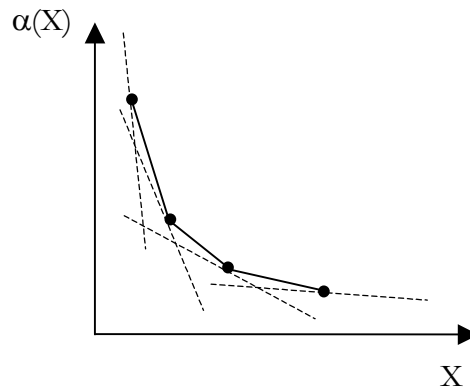


Figura A-4 – Interpolação linear da função de lucro futuro.

O fluxograma da Figura A-5 apresenta o processo de solução da PD aplicado ao problema de equilíbrio dinâmico de mercados de energia elétrica.

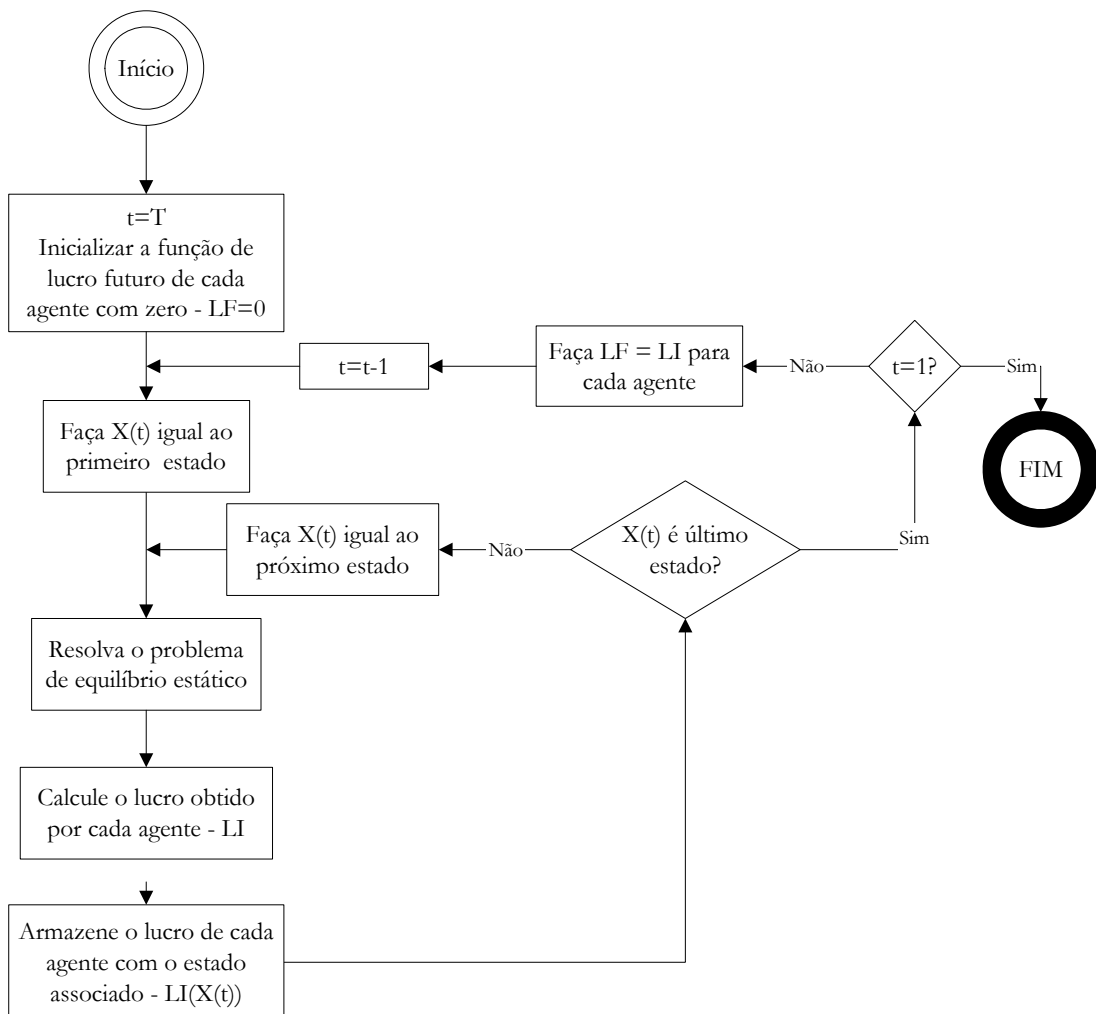


Figura A-5 –PD aplicada ao problema de equilíbrio dinâmico.

APÊNDICE B

CONSTRUÇÃO DA FUNÇÃO DE LUCRO FUTURO

B.1 - INTRODUÇÃO

Neste trabalho utiliza-se a representação analítica da função de lucro futuro para reduzir a explosão combinatorial da Programação Dinâmica (PD), conforme apresentado no Apêndice A. Busca-se agora ilustrar o processo de construção da função de lucro futuro e analisar seu comportamento para uma configuração hidrotérmica hipotética, cujos dados estão descritos na Tabela B-1.

Tabela B-1 – Dados do sistema teste.

Usina	Nº	Geração	Volume	Custo
		Máxima	Máximo	Marginal
		[MW]	[MWmed]	[\$/MWh]
UHE	1	3000	5000	-
UTE 1	2	700	-	18,00
UTE 2	3	360	-	50,00
UTE 3	4	260	-	60,00
UTE 4	5	230	-	63,00

Os dados referentes ao horizonte de planejamento, afluência e demanda encontram-se na Tabela B-2

Tabela B-2 – Afluência e demanda do sistema teste.

Estágio	Afluência	Demanda
	[MWmed]	[MWmed]
1	1500	2000
2	400	2000
3	3500	2000

B.2 - RESOLUÇÃO DO PROBLEMA

A aplicação da PD para solucionar o problema proposto acima consiste em resolver o problema de forma recursiva no sentido inverso do tempo, considerando que a função de lucro futuro para o último estágio é zero.

O problema de maximização do lucro da UHE da Tabela B-2 pode ser modelado para cada estágio separadamente da seguinte forma:

$$\alpha_{t-1} = \max_q \lambda(q_t) \cdot q_t + \frac{1}{1,08} \alpha_t$$

s.a.

$$X_{t+1} + q_t = X_t + y_t \tag{B-1}$$

$$X_{t+1} \leq 5000$$

$$q_t \leq 3000$$

<< aproximação linear de (α_t) >>

onde:

t é o estágio de tempo;

α_t é o valor do lucro futuro da UHE para o estágio t ;

$\lambda(q_t)$ é o preço *spot* para uma dada quantidade ofertada pela UHE;

q_t é a quantidade ofertada pela UHE no estágio t ;

X_t é o nível do reservatório da UHE no início do estágio t ;

y_t é energia afluyente no estágio t ;

O vertimento não é considerado pois se despreza a energia afluyente excedente para um dado estado quando, mesmo atendendo toda a demanda apenas com energia hidrelétrica, o volume final é superior a capacidade de armazenamento.

A função $\lambda(q_t)$ é a curva de demanda residual da UHE com a inclusão dos patamares fictícios para representar as possibilidades do leilão, conforme mostrado na Figura V-4. Para o sistema teste essa função é constante para todos os estágios, visto que a demanda e a oferta dos demais agentes também o são. Os valores de $\lambda(q_t)$ e o respectivo limite dos patamares são apresentados abaixo.

$$\begin{aligned}
\lambda(q_t) &= 0 \text{ se houve vertimento} \\
\lambda(q_t) &= 17 \text{ se } q_t = 2000 \\
\lambda(q_t) &= 18 \text{ se } 1301 \leq q_t \leq 1999 \\
\lambda(q_t) &= 49 \text{ se } q_t = 1300 \\
\lambda(q_t) &= 50 \text{ se } 941 \leq q_t \leq 1299 \\
\lambda(q_t) &= 59 \text{ se } q_t = 940 \\
\lambda(q_t) &= 60 \text{ se } 681 \leq q_t \leq 939 \\
\lambda(q_t) &= 62 \text{ se } q_t = 680 \\
\lambda(q_t) &= 63 \text{ se } 450 \leq q_t \leq 679 \\
\lambda(q_t) &= 540 \text{ se } 0 \leq q_t \leq 449
\end{aligned} \tag{B-2}$$

Algumas observações são importantes quanto à representação da curva de demanda residual. Os patamares definidos por restrições de igualdade, por exemplo $q_t = 2000$ e $q_t = 680$, são os fictícios e indicam que a UHE será o agente marginal, sendo o preço ofertado igual ao preço do patamar. Os patamares formados por restrição de caixa, por exemplo $681 \leq q_t \leq 939$, indicam que existe uma termelétrica ofertando ao preço desse patamar e se esse patamar for a escolha do agente estratégico, o mesmo deve ofertar abaixo do preço do patamar (neste trabalho adota-se que quando o agente é inframarginal sua oferta é zero). O último patamar, $0 \leq q_t \leq 449$, representa a situação de déficit e só ocorre quando o limite inferior do penúltimo patamar, $q_t = 450$, for maior que a energia disponível. Com energia disponível suficiente, a oferta que maximiza o lucro da UHE, denominada aqui oferta preferível, é $q_t = 1299$, onde a UTE 2 é o agente marginal.

Discretizando o espaço de estado, neste caso o reservatório da UHE, o problema (B-1) deve ser resolvido considerando cada estado do reservatório como a composição do volume inicial do estágio em estudo e energia afluente.

Iniciando a resolução para o estágio $t = 3$, onde a função de lucro futuro é zero, a Figura B-1 ilustra os lucros obtidos e as respectivas quantidades ofertadas para cada nível de discretização.

Observe que, como a afluência é maior que a demanda (vide Tabela B-2), enquanto não existe restrição na capacidade de armazenamento a oferta da UHE é constante e igual à oferta preferível $q_t = 1299$. Com o aumento do volume inicial, torna-se impossível ofertar esta

quantidade visto que não há espaço disponível no reservatório para armazenar o excedente, forçando o aumento da quantidade ofertada, sendo que essa quantidade, sempre que possível, corresponde ao limite superior de um patamar de preço, neste caso $q_t = 1999$. Quando o volume inicial é alto o suficiente para provocar vertimento, o lucro é zero e a demanda é atendida unicamente por energia hidrelétrica e portanto $q_t = 2000$.

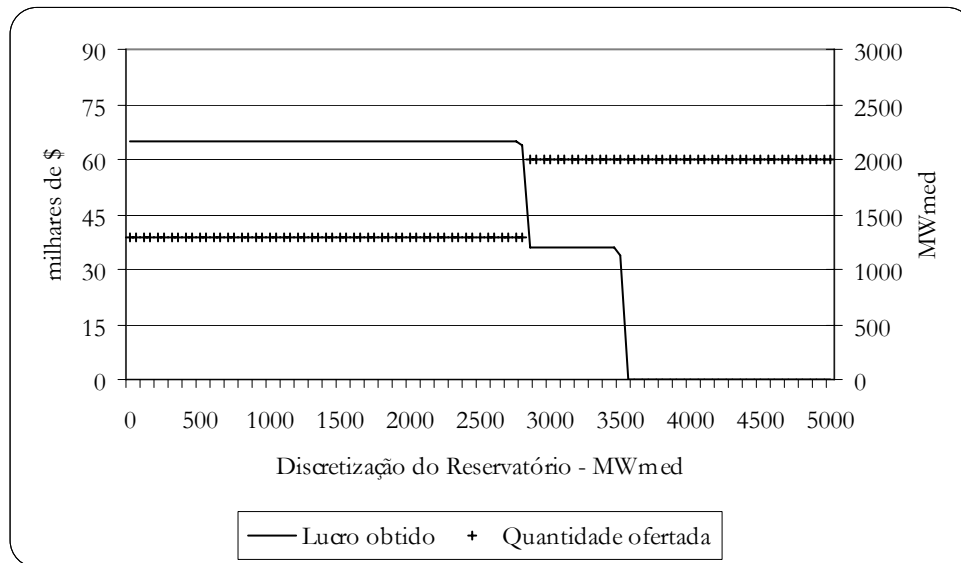


Figura B-1 – Função de lucro futuro para o estágio 2.

Interpolando²⁷ os pontos obtidos pela solução do problema (B-1) tem-se a função de lucro futuro para o estágio $t = 2$. Note-se que a não convexidade dessa função impede a representação da mesma por meio de cortes de Benders, porém existem intervalos onde a função de lucro futuro é côncava. Esses intervalos são caracterizados pela inclinação estritamente decrescente das retas que interpolam os pontos da função de lucro futuro. Utilizando variáveis inteiras, pode-se então representar analiticamente a função de lucro futuro nos termos da Equação (V-8), onde u é uma variável inteira:

²⁷ Ver Figura A-4 para ilustração da interpolação dos pontos da função de lucro futuro.

$$\begin{aligned}
 \alpha_t - u_1 \cdot 64950 - \bar{u}_1 \cdot \infty &\leq 0 \\
 \alpha_t + 25 \cdot X_t - u_1 \cdot (64950 + 25 \cdot 2750) - \bar{u}_1 \cdot \infty &\leq 0 \\
 \alpha_t + 554,36 \cdot X_t - u_1 \cdot (63700 + 554,36 \cdot 2800) - \bar{u}_1 \cdot \infty &\leq 0 \\
 \alpha_t - u_2 \cdot 35982 - \bar{u}_2 \cdot \infty &\leq 0 \\
 \alpha_t + 39,64 \cdot X_t - u_2 \cdot (35982 + 39,64 \cdot 3450) - \bar{u}_2 \cdot \infty &\leq 0 \\
 \alpha_t + 680 \cdot X_t - u_2 \cdot (3400 + 680 \cdot 3500) - \bar{u}_2 \cdot \infty &\leq 0 \\
 \alpha_t - u_3 \cdot 0 - \bar{u}_3 \cdot \infty &\leq 0 \\
 u_1 + \bar{u}_1 &= 1 \\
 u_2 + \bar{u}_2 &= 1 \\
 u_3 + \bar{u}_3 &= 1 \\
 u_1 + u_2 + u_3 &= 1 \\
 X_t - u_1 \cdot 0 - u_2 \cdot 2850 - u_3 \cdot 3550 &\geq 0 \\
 X_t - u_1 \cdot 2850 - u_2 \cdot 3550 - u_3 \cdot 5000 &\leq 0
 \end{aligned}
 \tag{B-3}$$

Acrescentando as restrições (B-3) ao problema (B-1), pode-se continuar o processo de solução da PD para o estágio $t = 2$. Os dados referentes aos lucros obtidos e as quantidades ofertadas para cada nível de discretização, que formaram a função de lucro futuro do estágio $t = 1$ são ilustrados na Figura B-2.

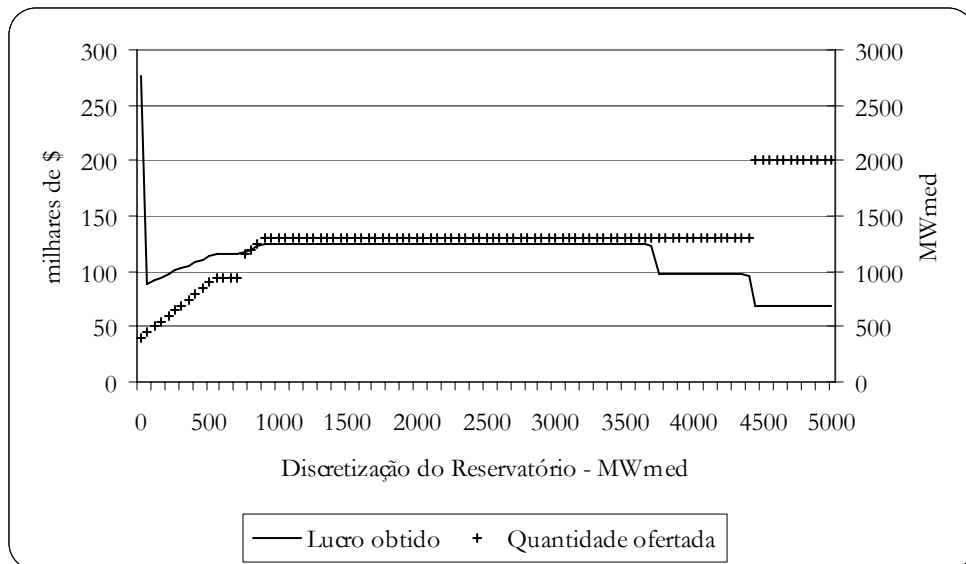


Figura B-2 – Função de lucro futuro para o estágio 1.

O elevado valor do lucro obtido para o estado correspondente ao reservatório vazio é decorrência do déficit, visto que a energia afluyente é insuficiente para o atendimento total da

demanda, menos com o acionamento de todas as usinas termelétricas. Com o acréscimo do volume inicial, a quantidade ofertada começa a aumentar até atingir o patamar correspondente à oferta preferível $q_t = 1299$, onde se estabiliza o lucro obtido para uma grande variação do volume inicial.

A partir do volume inicial ocorre uma queda no lucro. Note-se que a quantidade ofertada continua em $q_t = 1299$, mostrando que houve uma redução do lucro no estágio seguinte, o que é verdade pois como visto o limite de armazenamento força o aumento da quantidade ofertada a partir de um volume inicial igual a 2850 MWmed.

O aumento da quantidade ofertada para os estados finais é provocado pela sinalização na função de lucro futuro de vertimento no estágio seguinte caso o volume inicial deste estágio seja maior que 3550 MWmed. Desta forma, a UHE oferta uma quantidade maior para evitar a perda de receita decorrente do vertimento.

Finalmente, vale ressaltar a diferença da natureza do aumento da quantidade ofertada para o estágio $t = 2$ e para o estágio $t = 3$. No último estágio, o aumento da quantidade ofertada é forçado pela limitação da capacidade de armazenamento do sistema. Como a afluência é de 3500 MWmed e considerando a oferta preferível $q_t = 1299$, uma simples conta mostra que a partir de um volume inicial de 2799 MWmed não é possível sustentar a oferta preferível, a não ser que fosse da UHE a decisão de verter. Neste caso a UHE jogaria água fora para exercer seu poder de mercado, o que de fato não pode ocorrer.

Já para o estágio $t = 2$, o aumento da quantidade ofertada não deve-se diretamente à restrição de capacidade de armazenamento, mas sim devido a uma sinalização da função de lucro futuro da possibilidade de vertimento no estágio subsequente caso e respectiva perda de receita caso a UHE sustente a oferta preferível.

Desta forma, pode-se concluir que a informação de vertimento futuro é o único incentivo da UHE para desviar de sua oferta preferível, o que leva ao sistema a operar sempre com o reservatório mais cheio em relação à operação a mínimo custo, conforme apontado no Capítulo VI. Outro incentivo que poderia ser considerado é a perspectiva de déficit futuro com o aumento da geração hidrelétrica, porém essa não é uma realidade operativa, visto que curvas de aversão a risco levam ao acionamento preventivo de usinas termelétricas quando o reservatório atinge um nível de armazenamento considerado crítico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] FABRA, N., *Market Power in Electricity Markets*, Ph.D. Thesis, Department of Economics, European University Institute, Florence, Italy, 2001.
- [2] SILVA, E. L., *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, RS, Brasil, 2001.
- [3] ELMAGHRABY, W., *Multi-Unit Auctions with Complementarities: Issues of Efficiency in Electricity Auctions*, Program of Workable Energy Regulation, Working Paper, Energy Institute, University of Califórnia, April, 1998.
- [4] KELMAN, R., BARROSO, L.A.N., PEREIRA, M.V.F., *Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems*, IEEE Trans. Power Systems, vol. 16, No. 3, pp. 534-359, August 2001.
- [5] VARIAN, H. R., *Microeconomic Analysis*, New York: Norton, 1992.
- [6] MORTIMER, J., ASKER, J., *Lecture Notes in Industrial Organization*, disponível em http://www.courses.fas.harvard.edu/~econ1640/Lecture_Notes/. Acessado em 20/02/2003.
- [7] KLEMPERER, P.D., MEYER, M.A., *Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty*, Econometrica, vol. 57, No. 6, November, 1989.
- [8] GREEN, R., NEWBERY, D., *Competition in the British Electricity Spot Market*, Journal of Political Economy, vol. 100, No. 5, 1992.
- [9] VON DER FEHR, N.H., HARBORD, D., *Competition in Electricity Spot Markets Economic Theory and International Experience*, Memorandum, Departmente of Economics, University of Oslo, February, 1998.
- [10] VON DER FEHR, N.H., HARBORD, D., *Spot Market Competition in the U.K. Electricity Industry*, The Economic Journal, No. 103, 1993.
- [11] KLEMPERER, P.D., *Auction Theory: A Guide to the Literature*, Journal of Economics Surveys, vol. 13, July, 1999.
- [12] PARISIO, L., BOSCO, B., *Market Power and the Power Market: Multiunit Bidding and (In)efficiency of the Italian Electricity Market*, Convegno Siep “Stato o Mercato?”, Pavia, Università, Ottobre, 2001.

- [13] HAO, S., *A Study of Basic Bidding Strategy in Clearing Pricing Auctions*, IEEE Trans. Power Systems, vol 15, pp. 975-980, August. 2000.
- [14] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em <http://www.ons.org.br>. Acessado em 15/01/2003.
- [15] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Câmara de Gestão do Setor Elétrico; *Relatório de Progresso N° 1*, Janeiro, 2002.
- [16] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Câmara de Gestão do Setor Elétrico; *Relatório de Progresso N° 2*, Fevereiro, 2002.
- [17] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Câmara de Gestão do Setor Elétrico; *Relatório de Progresso N° 3*, Julho, 2002.
- [18] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Câmara de Gestão do Setor Elétrico; *Relatório de Progresso N° 4*, Novembro, 2002.
- [19] CARVALHO, L.C.X., *Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos: Uma Análise Comparativa entre as Representações a Usinas Individualizadas e a Reservatórios Equivalentes de Energia.*, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC, 2002.
- [20] FINARDI, E.C., *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Processamento de Alto Desempenho*, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC, 1999.
- [21] MILLER, R.K., MICHEL, A.N., *Ordinary Differential Equations*, Academic Press, New York, 1982.
- [22] CONTRERAS, J., CANDILES, O., LA FUENTE, J.I., GÓMEZ, T., *A Cobweb Bidding Model for Competitive Electricity Markets*, IEEE Trans. Power Systems, vol. 17, pp.148-153, February, 2002.
- [23] HOBBS, B., METZLER, C.B., PANG, J.S., *Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach*, IEEE Trans. Power Systems, vol 15, No. 2, pp. 638-645, August. 2000.
- [24] CONEJO, A.J., CONTRERAS, J., ARROYO, J.M., DE LA TORRE, S., *Optimal Response of an Oligopolistic Generating Company to a Competitive Pool-Based Power Market*, IEEE Trans. Power Systems, vol. 17, No. 2, pp.424-430, May, 2002.

- [25] KELMAN, R., *Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico*, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Agosto 1999.
- [26] ARDUINO, A., *Programação Dinâmica*, COPPE, UFRJ, 1972.
- [27] BAÍLLO, A., VENTOSA, M., RIVIER, M., RAMOS, A., *Strategic Bidding in a Competitive Electricity Market: A Decomposition Approach*, IEEE Porto PowerTech, Portugal, September, 2001.
- [28] AGOSTINI, M.N., *Nova Filosofia para o Projeto de Softwares para Sistemas de Energia Elétrica Usando Modelagem Orientada a Objetos*, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC, 2002.
- [29] FOWLER, M., SCOTT, K., *UML Essencial - Um breve guia para a linguagem padrão de modelagem de objetos*, Editora Bookman, Porto Alegre, RS, Brasil, 2000.
- [30] STROUSTRUP, B., *A Linguagem de Programação C++*, 3ª Edição, Editora Bookman, Porto Alegre, RS, Brasil, 2000.
- [31] ILOG CPLEX 7.1 User's Manual, March 2001.
- [32] ILOG Concert Technology 1.1 User's Manual, February, 2001.
- [33] ELMAGHRABY, W., OREN, S., *The Efficiency of Multi-Unit Electricity Auctions*, The Energy Journal, vol. 20, No. 4, 1999.