

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Tiago de Barros
Correia F. APROVADA PEL
COMISSÃO JULGADORA EM 05/07/2004

ORIENTADOR

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

Modelo de Stackelberg na competição de empresas privadas e
estatais pela expansão da oferta de energia elétrica

Autor: Tiago de Barros Correia
Orientador: Sérgio Valdir Bajay
Co-orientador: Paulo de Barros Correia

07/04

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

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

Modelo de Stackelberg na competição de empresas privadas e
estatais pela expansão da oferta de energia elétrica

Autor: Tiago de Barros Correia
Orientador: Dr. Sérgio Valdir Bajay
Co-orientador: Dr. Paulo de Barros Correia

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

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

Campinas, 2004
SP – Brasil

NIDADE ABC
CHAMADA UNICAMP
C817m
EX
IMSD BC/ 63327
0016.P.00086-05
D
ECO 11,00
TA 26/09/05
CPD
Bibid 349580

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

C817m Correia, Tiago de Barros
Modelo de Stackelberg na competição de empresas
privadas e estatais pela expansão da oferta de energia
elétrica / Tiago de Barros Correia. --Campinas, SP:
[s.n.], 2004.

Orientadores: Sérgio Valdir Bajay, Paulo de Barros
Correia.

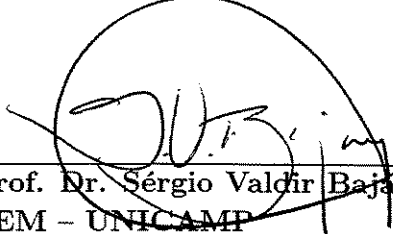
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia elétrica – Mercado - Brasil. 2. Energia
elétrica – Produção. 3. Macroeconomia. 4. Teoria dos
jogos. 5. Leilões. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Correia,
Paulo de Barros. III. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV.
Título.

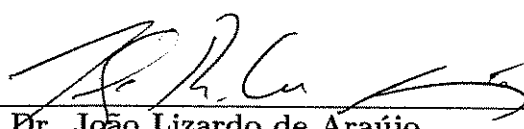
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Modelo de Stackelberg na competição de empresas privadas e
estatais pela expansão da oferta de energia elétrica

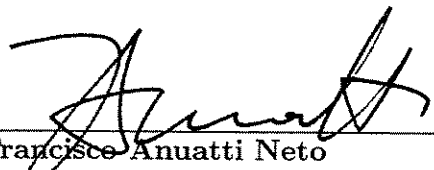
Autor: Tiago de Barros Correia
Orientador: Dr. Sérgio Valdir Bajay
Co-orientador: Dr. Paulo de Barros Correia



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente
FEM – UNICAMP



Prof. Dr. João Lizardo de Araújo
IE – UFRJ



Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto
FEA Ribeirão Preto – USP

Campinas, 05 de julho de 2004

Aos meus pais

Nala

e

Paulo

Agradecimentos

A conclusão desta dissertação de mestrado não seria possível sem o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e de uma bem sucedida parceria com o Grupo de Estudos de Comercialização de Energia da Unicamp. A interação acadêmica e os debates mantidos com meus amigos Fernando, Carla, Erick, Adriano, Gustavo, Marco e Rodrigo torna-os, sem dúvida, parceiros desta realização e merecedores de grande parte de eventuais créditos. Existe, ainda, uma importante dívida com o Departamento de Relações Comerciais da Chesf, que – através de Márcio, Fittipaldi e Aline – teve participação ativa e demonstrou grande interesse na construção das preposições aqui esboçadas. É preciso, também, reconhecer a importante ajuda de Antônio Pedro no tedioso trabalho de revisão ortográfica e gramatical. Além disto, gostaria de agradecer ao apoio e à orientação dos professores Bajay e Paulo. Finalmente, não é possível esquecer de todas as pessoas que estiveram próximas, oferecendo inspiração e refúgio, minha mãe, meu pai, Christiano, Sônia, Aninha, Vera, meu sobrinho Gustavo, meus irmãos de sangue – Bruna, Eva e Juliana – e de opção – Dgeb's, Capivara, Pedrão, Mariana, Lipe, Bruno e Pedrinho. Por último, reservo um agradecimento especial à Adriana, que confere um sentido próprio a todo esse trabalho.

Resumo

Correia, T. B. (2004). *Modelo de Stackelberg na competição de empresas privadas e estatais pela expansão da oferta de energia elétrica*. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.

O processo de reforma que vem ocorrendo na indústria elétrica brasileira, desde a segunda metade da década de 1990, sofreu uma inflexão em 2002, quando os programas de privatizações foram congelados, estabilizando a convivência de empresas estatais e privadas numa estrutura mista na indústria elétrica brasileira. O presente trabalho busca analisar o efeito, na eficiência econômica do mercado de eletricidade, do confronto competitivo de empresas que atuam sob a lógica privada (maximização dos lucros) com empresas estatais, que, sob pressão de seu acionista majoritário – o governo, se vêem obrigadas a ter como uma de suas principais metas a maximização dos impactos de políticas públicas. Para tanto, são utilizados conceitos da teoria dos jogos, concorrência potencial, mercados contestáveis, poder de mercado e regulação econômica. O mercado de eletricidade é visto como um ambiente competitivo de Stackelberg, sendo a intervenção estatal incorporada e considerada parte das regras do jogo. Essa concepção de mercado é compatível com o recém estabelecido no setor elétrico brasileiro e pode contribuir para a atual discussão em torno de sua implementação.

Palavras-chave: *Eficiência econômica; planejamento da expansão e modelo de Stackelberg*

Abstract

Correia, T. B. (2004). *Stackelberg model in the competition between state-owned and private firms for the expansion in the electric energy supply*. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.

The process of structural reform that has been occurring in the Brazilian electric industry since the second half of the 1990's suffered an inflection in 2002. The programs of privatizations were interrupted, stabilizing a hybrid structure where state-owned and private firms coexist in the same market. This thesis intends to analyze the effect, in the economic efficiency of the Brazilian electricity market, of the competition between agents who act under the private logic (profit maximization) and those who are compelled by their major shareholder – the government – to have the maximization of the impacts of public policies as one of their main goals. To reach such purpose, concepts from the games theory, potential competition, contestable markets, market power and economic regulation are employed. The electricity market is seen as a Stackelberg competitive environment, with the state intervention being incorporated and considered part of the rules of the game. This market concept is compatible with the recently defined institutional model of the Brazilian electric sector and can contribute for the current discussion concerning its implementation.

Key words: *Economic efficiency; Stackelberg model and forward planning.*

Sumário

1	Introdução	1
2	A indústria elétrica brasileira	5
2.1	Características da indústria elétrica	5
2.2	Formação da indústria elétrica brasileira	9
2.3	Tipicidades da indústria elétrica brasileira	14
2.4	Mercado brasileiro de energia elétrica	17
3	Regulação, planejamento e leilões	19
3.1	Regulação econômica no setor elétrico brasileiro	19
3.2	Retomada do planejamento	22
3.2.1	Desafios ao planejamento no setor elétrico brasileiro	28
3.3	Teoria dos leilões	32
3.4	Leilões e o planejamento do setor elétrico	35
4	Concorrência e oligopólios	39
4.1	Concorrência	39
4.2	Mercados perfeitos e imperfeitos	42
4.3	Oligopólios	44
4.4	Mercados contestáveis	46
5	Teoria dos jogos	51
5.1	Fundamentos da teoria dos jogos	51
5.2	Modelo de Cournot	54
5.3	Modelo de Stackelberg	56
5.4	Modelo de Bertrand	59
5.5	Barreiras à entrada	60
6	Modelos de jogos para a indústria elétrica brasileira	64
6.1	Modelo de Cournot e equilíbrio de curto prazo	65
6.2	Modelo de Stackelberg e equilíbrio de longo prazo	71
6.3	Modelo de Stackelberg com participação estatal	77
6.4	Considerações sobre a concorrência com estrutura mista	82

7 Conclusões e considerações finais	85
A Modelo institucional brasileiro	93
A.1 Ambientes de comercialização de energia elétrica	94
A.2 Licitações para o suprimento de energia elétrica	96
A.3 Administração dos contratos regulados	98
B Tratamento da informação	101
C Notações matemáticas	103
Referências Bibliográficas	108

Lista de Figuras

2.1	Estrutura típica da indústria elétrica.	8
2.2	Curva de oferta de eletricidade.	9
2.3	Expansão do consumo de eletricidade e da capacidade instalada.	13
4.1	Equilíbrio estático do monopólio	47
4.2	Curva de demanda residual e preço limite	48
5.1	Equilíbrio de Cournot	56
5.2	Equilíbrio de Stackelberg	58
5.3	Equilíbrio de Bertrand	60
5.4	Modelo de Dixit para barreira à entrada	62
6.1	Curva de demanda de curto prazo	67
6.2	Geração inflexível e deslocamento da curva de demanda	68
6.3	Curva de oferta de curto prazo	69
6.4	Estratégias possíveis diante da expansão da demanda	75
6.5	Comportamento do benefício da firma 1 em função de $\Delta\alpha$	77
6.6	Variação do benefício agregado $\Delta\Pi$ em função da demanda	81
7.1	Estrutura de leilão segmentada	90
7.2	Formação do preço de reserva	91
B.1	Conjunto de curvas de lance	102

Lista de Tabelas

2.1	Capacidade geradora instalada no Brasil	15
2.2	Capacidade geradora em construção no Brasil	15

Capítulo 1

Introdução

O objetivo deste trabalho é analisar as condições de competição na Indústria Elétrica Brasileira (IEB), dada a existência de uma estrutura mista onde participam empresas de capital privado e estatal, e indicar alternativas factíveis para a obtenção de uma trajetória de expansão economicamente eficiente a longo prazo. As leituras tradicionais sobre o problema discorrem sobre as vantagens e desvantagens de adoção das diferentes estruturas puras (privadas ou estatais), em função de critérios de segurança do suprimento e de modicidade tarifária. Entretanto, pouca atenção tem sido dada à possibilidade de adoção de um modelo misto, normalmente tratada apenas como uma condição de transição. De fato, a reconhecida dificuldade de conciliação entre a lógica e os interesses dos agentes privados e do Estado, tem contribuído para que tal estrutura seja descartada *a priori*.

Por outro lado, a evolução histórica da IEB caminhou justamente no sentido de cristalizar uma estrutura mista. A partir da década de 1990, teve início o Programa Nacional de Desestatização (PND), inaugurando um período de reformas estruturais para a reformulação do Estado Brasileiro. Entre os objetivos de tal processo, destacou-se a tentativa de retomar os investimentos sem aumentar o comprometimento financeiro estatal. De acordo com a concepção adotada, o Estado deveria valorizar mais sua função reguladora e abandonar gradualmente seu papel empreendedor (Carvalho, 2001).

O diagnóstico sobre o setor elétrico brasileiro era de escassez de recursos públicos para investimentos. Logo, o problema central que motivou a reforma setorial era o de garantir

condições para a manutenção do crescimento da oferta em uma trajetória economicamente eficiente com recursos da iniciativa privada.

De acordo com Campante e Fernandes (1998), a idéia de eficiência econômica envolve três elementos:

- **Eficiência produtiva**, dada pela utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da capacidade produtiva das tecnologias instaladas;
- **Eficiência distributiva**, ocorre quando há uma apropriação equilibrada dos benefícios e excedentes gerados pelas atividades econômicas;
- **Eficiência alocativa**, corresponde à situação em que ocorre o maior número possível de transações e a maior renda possível é gerada.

A eficiência econômica existe apenas quando os três elementos são verificados simultaneamente. A coincidência entre as eficiências produtiva, distributiva e alocativa, de acordo com a concepção por trás da reforma da IEB, seria obtida pela combinação de concorrência mercantil com regulação estatal. A concorrência seria viabilizada pelo fim do monopólio e pela transferência da capacidade instalada ao capital privado, distribuído entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Embora as atividades de transmissão e distribuição sejam usualmente consideradas monopólios naturais e, conseqüentemente, sujeitas apenas à competição intersetorial, a geração e a comercialização poderiam experimentar um nível maior de competição. A regulação estatal estaria presente para monitorar o mercado e combater suas possíveis imperfeições e desequilíbrios.

Contudo, as reformas não seguiram o ritmo nem atingiram as metas propostas. Tampouco a IEB caminhou pela trajetória esperada pelos reformadores do sistema. No ano de 2001 o Governo foi obrigado a intervir no setor elétrico, impondo racionamento ao consumo para evitar o colapso da oferta de eletricidade.

A partir de então, retomou força a percepção da característica de serviço público da eletricidade e da importância da intervenção governamental no setor elétrico para garantir

a oferta. Com isso, o processo de reforma sofreu uma inflexão em 2002, com os programas de privatizações congelados, enquanto o Governo voltava a valorizar um controle mais direto na oferta de energia elétrica.

Atualmente, o Brasil enfrenta o desafio de criar condições para a IEB iniciar um ciclo sustentado de expansão eficiente num universo em que convivem empresas estatais e privadas, crédito restrito e muitas incertezas. Nesse sentido, este trabalho busca, a partir da realidade histórica da IEB, analisar o efeito, na eficiência econômica de longo prazo do mercado de eletricidade, do confronto competitivo entre empresas que atuam sob a lógica privada (maximização dos lucros) e as estatais, que, sob pressão de seu acionista majoritário – o governo, se vêem obrigadas a ter como uma de suas principais metas a maximização dos impactos de políticas públicas. Para tanto, utiliza-se de conceitos da teoria dos jogos, concorrência potencial, mercados contestáveis, poder de mercado e regulação econômica.

Também, é realizada uma revisão crítica do processo de retomada do planejamento estatal para a expansão do setor elétrico, principalmente buscando identificar as principais limitações e potencialidades, inclusive estabelecendo um modelo de interação contínua entre os órgãos de regulação, o planejador e as informações geradas pelos leilões do setor. Daí decorre um resgate da teoria dos leilões, sinalizando a importância deste arcabouço na obtenção da eficiência econômica no setor elétrico. Os leilões são caracterizados não apenas como um mecanismo de comercialização capaz de gerar, com agilidade, preços para bens e serviços de valores incertos, como, também, constituem um importante fonte de informações.

O mesmo processo acontece com a teoria da regulação econômica, sendo apresentada uma breve revisão de suas limitações e de seu papel estratégico no incentivo à eficiência econômica. Entretanto, além dos mecanismos de regulação tradicionais, propõe-se a utilização de uma regulação interna ao mercado, através da atuação das empresas estatais. Esta abordagem foi adotada para ampliar o poder de interferência do Estado no equilíbrio de mercado e assegurar a convivência de empresas de naturezas distintas (estatais e privadas) em um ambiente competitivo, de forma a reduzir possíveis ineficiências.

O mercado de energia elétrica é, assim, tratado como um ambiente competitivo, sendo a intervenção estatal incorporada e considerada parte das regras do jogo. A eficiência

econômica de longo prazo é dada através de um processo de competição pela expansão da demanda, caracterizado com base no modelo de oligopólio de Stackelberg. As empresas privadas e estatais são diferenciadas dentro do processo competitivo, de forma a delimitar a área de atuação de cada uma e influenciar as decisões de investimentos. Como resultado, demonstra-se que é possível, a partir deste desenho idealizado de mercado, retirar a racionalidade das estratégias de restrição da oferta para a manipulação do preço, convergindo para resultados iguais ao de mercados perfeitos.

Evidentemente, trata-se de uma abstração do mundo real, mas representa um exercício interessante que pode contribuir com a discussão sobre a possibilidade de competição dentro de um mercado com estrutura mista. Além disto, possui algumas aplicações imediatas para a tentativa de compreender o atual momento do setor elétrico, principalmente na configuração dos processos de licitação de novos empreendimentos que devem acompanhar o novo modelo institucional do setor.

Capítulo 2

A indústria elétrica brasileira

O objetivo deste capítulo é descrever as principais características da indústria elétrica e as tipicidades da realidade brasileira. Para tanto, o foco principal é dirigido para os componentes estruturais do setor elétrico e sua formação histórica. Além disto, discute-se o recente processo de reformulação da indústria elétrica mundial e brasileira à luz das evoluções tecnológicas e da formação do mercado de energia elétrica e das instituições que o acompanharam no caso brasileiro.

2.1 Características da indústria elétrica

A indústria elétrica compreende todas as atividades relacionadas com o fornecimento de eletricidade para consumidores finais. É possível, portanto, segmentar a indústria conforme as diferentes atividades realizadas em cada etapa, deste a geração da energia elétrica até a realização do consumo. Tais atividades são comumente definidas como geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

As atividades de geração são marcadas pela existência de diversas alternativas técnicas disponíveis para uso comercial. As diferentes tecnologias podem ser descritas, de um modo mais geral, pela fonte de energia utilizada para a geração, como, por exemplo, energia solar, eólica, hidráulica, térmica e nuclear. É possível, também, realizar uma classificação mais detalhada, apoiada nas diferentes plantas, equipamentos e processos utilizados na geração

elétrica a partir de uma mesma fonte energética. No caso da geração hidrelétrica, a gama de alternativas vai desde pequenos empreendimentos a fio d'água até grandes usinas com reservatórios plurianuais. A geração termelétrica, por sua vez, é ainda mais diversificada, compreendendo usinas a carvão, óleo combustível, gás ou combustíveis menos convencionais como biomassa e resíduos urbanos operando com ciclos termodinâmicos simples (a vapor ou a gás), usinas a gás operando segundo o ciclo combinado e, ainda, plantas de cogeração, que produzem simultaneamente energia elétrica e energia térmica.

Por outro lado, é interessante notar que, a despeito da diversificação tecnológica, a existência de redes de distribuição interligadas exige que a eletricidade fornecida pelos diferentes geradores seja minimamente homogênea. Logo, os consumidores podem, teoricamente, alternar entre diferentes fornecedores sem custos de comutação (*switching costs*). Existe, desta forma, possibilidade de competição na geração, que foi, inclusive, alavancada com a evolução tecnológica envolvendo as usinas que operam segundo o ciclo combinado, principalmente em países majoritariamente termelétricos, uma vez que este ciclo reduz o impacto das economias de escala nas usinas.

A transmissão, por outro lado, não apresenta grande dinamismo ou diferenciação tecnológica; ademais, o transporte da eletricidade é tipicamente um monopólio natural e não se beneficia de economias com a construção de sistemas paralelos. Entretanto, representa uma importante vantagem estratégica para a gestão dos custos dos geradores, principalmente se a rede oferecer externalidades positivas sobre as exigências de potência instalada e a possibilidade de otimização no despacho de diferentes usinas. Sendo assim, o processo de evolução das grandes empresas busca, comumente, a incorporação de uma rede apropriada de transmissão.

Da mesma forma, a atividade de distribuição também pode ser considerada como um monopólio natural e traduzida em vantagens competitivas semelhantes às aquelas disponibilizadas pela verticalização com a transmissão. Além disso, a propriedade de uma rede de distribuição possibilita a manutenção de uma reserva de consumidores cativos.

Conforme a evolução histórica de cada ambiente, existem, na indústria elétrica mundial, empresas com estruturas mais ou menos integradas entre as diferentes atividades. Entre-

tanto, de uma maneira geral, o desenvolvimento da indústria tem sido marcado pela existência de grandes exigências de capital e importantes economias de escala, que conspiraram para uma dinâmica concentradora. Sendo assim, não é rara a ocorrência de grandes empresas integradas verticalmente, principalmente em torno da associação entre geração e transmissão.

A concentração do mercado e a existência de grandes empresas verticalizadas restringem as possibilidades de competição na indústria elétrica. A permanência de pequenas plantas geradoras marginais só tem ocorrido como reflexo da intervenção estatal e de políticas energéticas. De fato, a história da indústria elétrica é marcada por uma forte regulação até o final da década de 1980. Apenas com o desenvolvimento de plantas modernas de ciclo combinado e de processos energeticamente mais eficientes é que foi experimentada uma desregulamentação da indústria, visando principalmente à concorrência na geração e à liberalização dos consumidores.

Atualmente, a indústria elétrica tem sido melhor descrita como um conjunto de empresas desverticalizadas (pelo menos contabilmente) que atuam em atividades interdependentes. Entretanto, a questão da integração vertical na indústria elétrica é bastante delicada. Do ponto de vista da firma, ela representa a possibilidade de economias e, por outro lado, poder de mercado, dado que as linhas de transporte e distribuição de eletricidade podem ser desdobradas em restrições ao ingresso de novos agentes. Sendo assim, os modelos que buscam maximizar a competição na geração tentam minimizar os efeitos perversos do controle vertical das linhas de energia, muito embora persistam, no setor, contratos verticalizados. Resumidamente, as atividades relacionadas ao transporte da eletricidade (transmissão e distribuição) são normalmente reguladas de forma a garantir o livre acesso dos agentes e proteger os consumidores cativos. A geração tem sido tratada como uma atividade competitiva e usufruído de um ambiente sob menor intervenção estatal, além do que, parte dos consumidores, principalmente aqueles com consumo e demanda maiores, tem sido liberados para escolherem livremente seus fornecedores.

Finalmente, constata-se que a energia elétrica tem sido tratada como uma mercadoria (ou um serviço), possibilitando a existência de um mercado e de agentes comercializadores

que não precisam dispor de capital imobilizado em qualquer outra atividade da indústria elétrica. A Figura 2.1 ilustra a estrutura típica atual da indústria elétrica. É interessante notar que, embora os fluxos da energia elétrica obedeçam às características de um sistema de rede, as relações comerciais não são restritas, podendo ocorrer qualquer tipo de transação mercantil, inclusive contratos bilaterais entre os diferentes agentes. Apenas os consumidores cativos ficam permanentemente ligados aos distribuidores e, por isso, não estão indicados na Figura 2.1.

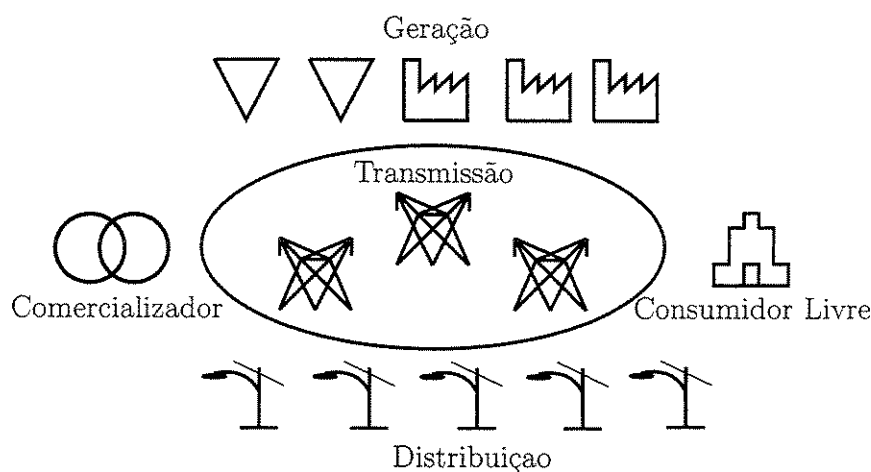


Figura 2.1: Estrutura típica da indústria elétrica.

As relações comerciais envolvendo eletricidade, no entanto, são bastante peculiares. De acordo com Lee (2004), a eletricidade possui características especiais e pode ser distinguida das demais mercadorias em função de três aspectos básicos:

- O fornecimento de eletricidade representa um serviço essencial para a manutenção do bem-estar da sociedade moderna;
- A eletricidade é um bem local ou regional, com grandes restrições para transportes de longa distância;
- O estoque de eletricidade é extremamente limitado. A geração elétrica deve ocorrer virtualmente no mesmo instante em que o consumo é realizado.

Ademais, a expansão da oferta necessita de um intervalo considerável de tempo e de recursos para a construção de novas plantas geradoras e de linhas de transmissão e de distribuição. Como resultado, a curva de oferta é íngreme na vizinhança da capacidade limite e, conseqüentemente, preços ascendentes e voláteis não podem ser evitados num ambiente com capacidade instalada próxima da quantidade demandada.

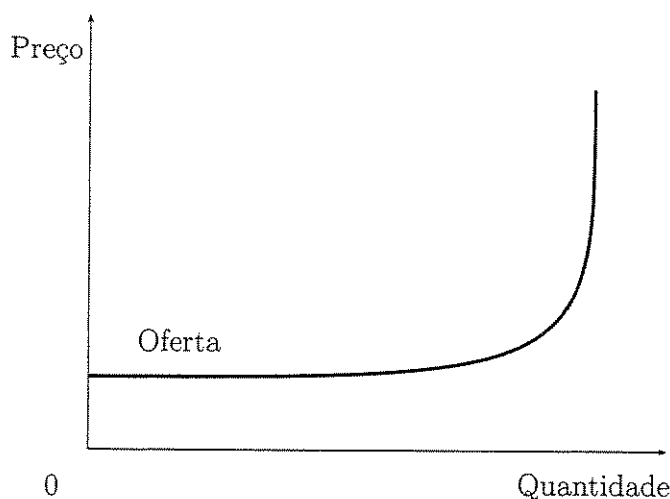


Figura 2.2: Curva de oferta de eletricidade.

Lee adverte, ainda, que a desregulamentação do setor elétrico aumentou as incertezas sobre o horizonte futuro da indústria elétrica, notadamente diante da expectativa de constantes flutuações dos preços. Logo, a adoção de contratos de *hedge*, principalmente de longo prazo, é recomendável para reduzir a volatilidade do preço.

2.2 Formação da indústria elétrica brasileira

A indústria elétrica brasileira tem uma longa história de regulação e intervenção estatal. A partir da década de 1950, com a aceleração do esforço industrializante brasileiro, tornou-se evidente que o estoque de capital em infra-estrutura e sua incapacidade de expansão se configuravam em importantes restrições ao desenvolvimento econômico. No setor elétrico, embora

existisse um conjunto de empresas privadas, as exigências de capital e de escala necessárias para sustentar a oferta adiante da demanda, além dos riscos envolvidos, contribuíram para a entrada dos Estados e, finalmente, do Governo Federal ¹ na IEB.

Tal processo, na época, simbolizava a aliança de interesses entre o nascente capital industrial nacional, o Estado e o grande capital internacional, que se precipitava em direção à internacionalização produtiva e financeira, expandindo seus mercados na América Latina. Esse ambiente político e econômico permaneceu até o início da década de 1980, quando o governo norte-americano alterou repentinamente sua política monetária, detonando uma violenta retração da liquidez mundial, que arrastou o Governo Brasileiro, altamente endividado, para uma profunda crise de financiamento que durou até o início dos anos 1990, quando se intensificou uma nova onda de globalização sob a égide da teoria neoliberal.

Sendo assim, a privatização da IEB correspondeu a uma barganha do Governo na tentativa de retomar a expansão da oferta de energia elétrica e construir as bases para um novo ciclo de crescimento nacional. Logo, esperava-se que o capital privado substituísse o estatal, investindo no atendimento do aumento da demanda e criando espaço para o crescimento econômico (Munhoz e Correia, 2003).

Para tanto, o governo brasileiro se apoiou na experiência e no debate internacional sobre a desregulamentação da indústria elétrica para viabilizar o funcionamento da IEB sob a tutela do capital privado. A reforma do setor elétrico estava em sintonia com o ambiente político nacional e foi inserida dentro de um contexto mais amplo de mudança do papel do Estado, que pretendia abandonar suas atividades produtivas (Carvalho, 2001).

Com a instituição do PND, adotou-se a estratégia de atrelar as privatizações à política econômica geral. Após a aprovação da Lei de Concessões de Direitos de Exploração de Serviços Públicos, em fevereiro de 1995, iniciou-se o processo de alienação das empresas dos setores de infra-estrutura, telecomunicações, transportes e energia elétrica. A princípio, admitia-se que as vendas de tais empresas deveriam ser precedidas da construção de um modelo regulatório adequado. Todavia, a reforma do setor elétrico foi inaugurada pela privatização da Escelsa em 1995 e da Light em 1996, distribuidoras pertencentes à Eletrobrás,

¹ Com a criação da Eletrobrás em 1963.

antes da constituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em 6 de outubro de 1997.

Por outro lado, apesar de um início precipitado, o cronograma das privatizações sofreu diversos atrasos. A intenção original de proceder a venda das quatro geradoras pertencentes à *holding* Eletrobrás – Furnas, Eletrosul, Chesf e Eletronorte – foi abortada em função das péssimas relações comerciais com as distribuidoras estaduais, que, em grande parte, possuíam um longo histórico de inadimplência com as geradoras. De acordo com Carvalho (2001), as perspectivas de manutenção deste quadro afastavam os possíveis investidores privados.

A solução encontrada pela União foi realizar pressões políticas sobre os governos estaduais para forçar as privatizações de suas distribuidoras, que resultaram em complexas negociações e em um inevitável desgaste político. Por decorrência, todo o processo de privatização da IEB foi atrasado, permanecendo um ambiente de suspense e incertezas.

Uma vez que as reformas do setor elétrico brasileiro não seguiram o ritmo nem atingiram as metas propostas, a estrutura da IEB manteve-se em uma situação intermediária, não planejada. De acordo com Pires et al. (2002), a falta do planejamento da transição, para o caso de atraso na implementação do PND, significou o adiamento e a não realização de obras programadas e previstas nos Planos Decenais.

Teoricamente, caso a privatização tivesse ocorrido conforme o cronograma elaborado, não haveria necessidade de o governo federal realizar investimentos no setor. Com efeito, acreditava-se que qualquer aplicação de recursos do Estado, além de dificilmente ser recuperada quando da transferência de ativos, poderia ser realizada pelo setor privado.

No entanto, os investimentos privados não se realizaram com o volume esperado. Dentre os fatores que contribuíram para a estagnação da expansão, destacaram-se o prolongamento do período de transição e o volume de capital absorvido pelas privatizações. De fato, o clima de incerteza causado pela expectativa de uma nova aceleração do processo de transição aumentou a demanda por liquidez dos agentes, paralisando recursos que poderiam ser destinados à expansão. Além disso, ainda não está claro se a disponibilidade de recursos dos agentes privados era suficiente para arcar com as privatizações e realizar a expansão necessária da oferta (Pires et al., 2002).

Em todo caso, a década de 1990 acelerou o padrão de subinvestimento iniciado nos anos 1980. A Figura 2.3 ilustra o crescimento do consumo de eletricidade e da capacidade de geração instalada, tomando-se como base 100 o ano de 1987. Os impactos deste processo na geração foram, primeiro, absorvidos pelo esgotamento da capacidade excedente e, depois, pelo crescente deplecionamento dos reservatórios. Assim, a iminência da crise foi relativamente mascarada, enquanto o Governo sustentava um programa marginal de investimentos.

Ironicamente, a maior parte dos investimentos ocorridos na IEB na década de 1990 foi sustentada pelas empresas estatais, principalmente através da atuação da Petrobrás como sócia minoritária em usinas a gás e através da Eletrobrás, que completou empreendimentos estratégicos como a UHE de Xingó, no rio São Francisco. Não se pode, porém, superestimar tais investimentos, já que a necessidade de promover as privatizações e a realização de acordos de crédito com o Fundo Monetário Internacional (FMI)², implicaram em cortes de investimentos absolutamente necessários (Araújo e Zedron, 2001).

²A obtenção de empréstimos junto ao FMI é normalmente sujeito à realização de ajustes de política fiscal e monetária, que, entre outras coisas, envolvem superávits primários.

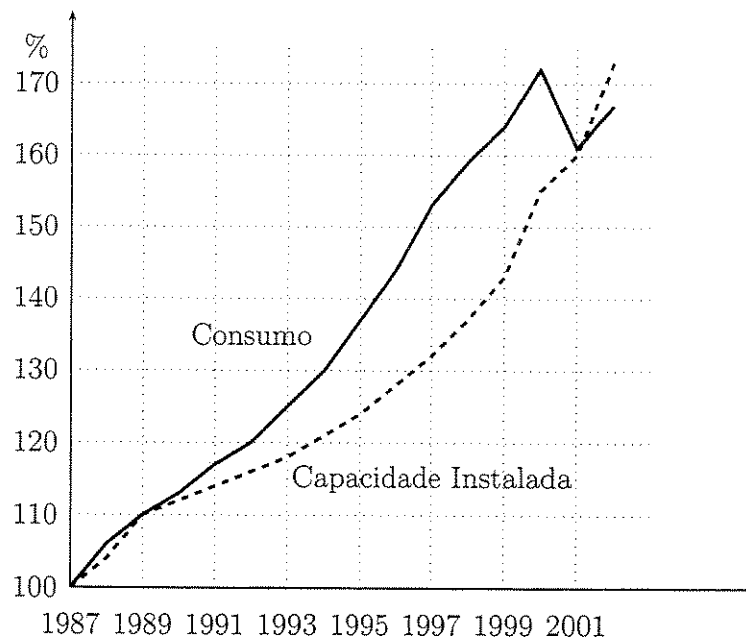


Figura 2.3: Expansão do consumo de eletricidade e da capacidade instalada.

Fonte: Balanço energético nacional de 2003 (BEN).

Finalmente, em maio de 2001, cálculos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) indicaram a necessidade de redução imediata de 20% do consumo de energia elétrica no País como única forma de impedir o completo esvaziamento dos reservatórios e de assegurar a passagem pelo período de estiagem. Como resultado, o Governo foi obrigado a intervir no setor elétrico, impondo racionamento ao consumo para evitar o colapso da oferta de eletricidade. A partir de então, abandonou-se a esperança de conclusão rápida da transição, optando-se pelo congelamento das privatizações na IEB e pela reformulação institucional do setor elétrico, ou seja, a década de 1990 cristalizou uma estrutura mista dentro da IEB, impondo o desafio de conciliar os interesses de agentes privados e estatais, com a necessidade de expandir eficientemente a oferta de energia elétrica.

2.3 Tipicidades da indústria elétrica brasileira

No Brasil, a formação da indústria elétrica apoiou-se fortemente no potencial hídrico do país, resultando numa estrutura atípica no mundo, com geração majoritariamente hidrelétrica, envolvendo usinas de grande porte e capacidade de regularização plurianual. Por outro lado, o País tem experimentado investimentos, ao longo dos anos, em diversas tecnologias de geração, principalmente para o suprimento de comunidades isoladas do Sistema Interligado Nacional de Transmissão (SIN) e para lidar com o inevitável esgotamento do potencial hídrico economicamente aproveitável.

Em 2003, de acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), mantido pela Aneel, o Brasil possuía 1.329 empreendimentos em operação, gerando 86.942.601 kW de potência. A Tabela 2.1 ilustra a participação de cada tecnologia na capacidade de geração brasileira, evidenciando o peso das grandes usinas hidrelétricas, que respondem por mais de 76% da potência instalada.

Além disto, a Aneel prevê para os próximos anos uma adição de 8.052.022 kW na capacidade de geração brasileira, proveniente de 60 empreendimentos em construção. É interessante notar que se verifica um aumento na participação de plantas termelétricas, embora a geração hidrelétrica ainda seja majoritária, correspondendo a 51% da expansão de capacidade.

Tabela 2.1: Capacidade geradora instalada no Brasil

	Quantidade	Potência (kW)	Participação (%)
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	166	90.840	0,10
Central Geradora Eólica (EOL)	10	28.075	0,03
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	244	1.237.068	1,39
Central Geradora Fotovoltaica (SOL)	1	20	0,00
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	140	60.710.254	76,36
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	766	20.839.435	19,80
Usina Termonuclear (UTN)	2	2.007.000	2,31
Total	1329	86.942.061	100

Fonte: Aneel, 2004.

Tabela 2.2: Capacidade geradora em construção no Brasil

	Quantidade	Potência (kW)	Participação (%)
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	1	840	0,01
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	26	310.517	3,86
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	17	4.106.268	51,00
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	16	3.634.389	45,14
Total	60	8.052.022	100

Fonte: Aneel, 2004.

A existência de um parque gerador predominantemente hidrelétrico e dominado por grandes usinas (UHE) implica em algumas peculiaridades. Em primeiro lugar, a presença de reservatórios associados às usinas permite, na prática, o armazenamento de energia e a modulação da geração pelas UHEs, permitindo ajustes rápidos e pouco custosos a picos de demanda e de consumo.

O nível dos reservatórios é determinado pelo histórico hidrológico e, portanto, sujeito

à incerteza climática. Evidentemente, a própria existência dos reservatórios permite a administração de tal risco, que, entretanto, não pode ser completamente eliminado. Assim, a gestão dos reservatórios deve ser condicionada pelo custo de seu deplecionamento ao longo do tempo, em função do custo de outras fontes geradoras e do impacto econômico do colapso do fornecimento de energia elétrica.

Outro problema técnico na gestão dos reservatórios está associado com o aproveitamento dos rios e das bacias na geração elétrica. A construção de diversos empreendimentos numa mesma bacia hídrica resulta num sistema de reservatórios em cascata, onde o despacho das plantas situadas no início da cadeia provoca externalidades nos demais reservatórios. A solução encontrada foi a adoção de um sistema centralizado de operação, que após a liberalização do setor foi entregue à responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Finalmente, as UHEs possuem importantes economias de escala e restrições de alocação. As possibilidades geográficas para a construção das plantas geradoras são localizadas ao longo de rios de planaltos, em sítios propícios para a construção de reservatórios e demandam, normalmente, a construção de um sistema de transmissão adequado, que muitas vezes pode resultar em custos elevados. Entretanto, tal característica contribuiu para a construção de uma rede de transporte de eletricidade e, conseqüentemente, a eletricidade ofertada pelos diferentes agentes, e suas respectivas usinas, deve ser homogênea e compatível com as especificações do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Outra característica interessante das plantas hidrelétricas é a grande durabilidade do empreendimento, sobretudo quando comparada a outras alternativas tecnológicas de geração, com a vida útil das UHE superando, inclusive, os prazos comumente utilizados para a amortização do capital fixo. No caso do parque gerador brasileiro, existe, em operação, uma parcela significativa de usinas hidrelétricas completamente amortizadas. O custo da geração, neste caso, é certamente inferior ao verificado em outros empreendimentos, principalmente quando consideradas as exigências de capital para a construção de usinas geradoras.

Essa característica ajuda a explicar porque o modelo institucional brasileiro compreende dois tipos de eletricidade no mercado: energia velha e energia nova. A velha, proveniente de

plantas amortizadas, é mais barata e representa uma vantagem social; todavia, demanda um tratamento especial da regulação e do planejamento, visto que a competição entre geradores que disponham de energia amortizada com os demais é desigual e pode gerar distorções nos sinais de preço. Como agravante, a oferta de energia velha varia em função das flutuações nos níveis dos reservatórios, aumentando a volatilidade do preço e, como reflexo, a incerteza.

2.4 Mercado brasileiro de energia elétrica

O processo de privatização da IEB introduziu a lógica privada e os mecanismos de mercado no fornecimento de um bem público essencial para o bem estar da população e operação da cadeia produtiva nacional. Contudo, o funcionamento das relações comerciais depende da existência de um conjunto de instituições que estabeleçam normas de condutas, de direitos e de obrigações para os diferentes agentes, cuja interação ao longo do tempo está envolvida no processo de produção e comercialização de qualquer bem, estabelecendo vínculos transacionais instantâneos ou não. Assim, a reforma da IEB demandou a criação de novas instituições e a reestruturação de outras para viabilizar o funcionamento do novo modelo.

Neste sentido, o primeiro passo foi redefinir as atribuições do Ministério de Minas e Energia (MME), cujas obrigações foram relacionadas ao exercício do poder concedente, à função de planejamento setorial, ao monitoramento das condições de suprimento e à formulação de políticas para o setor energético.

A responsabilidade sobre a regulação e a fiscalização do sistema elétrico foi transferida para a Aneel, que encarregou-se, no princípio, da realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão delegados pelo MME, devendo, também, organizar licitações para a aquisição de energia elétrica para os distribuidores.

A operação centralizada do despacho das usinas pertencentes ao SIN ficou a cargo do ONS, que, além disso, elabora o planejamento da operação do parque gerador até um horizonte de cinco anos e prepara planos de reforço da rede básica três anos a frente.

Criou-se, ainda, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com a função de assessorar o MME na elaboração da política energética nacional e incorporar as novas funções

de proposição de critérios de garantia estrutural de suprimento e de licitações individuais de projetos especiais recomendados pelo MME.

Após a crise de abastecimento de 2001, o Governo iniciou uma nova rodada de reformas, visando solucionar pontos críticos do desenho institucional. Nesta segunda etapa, foram criadas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A EPE deve atuar como um órgão técnico com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de planejamento energético. A CCEE sucederá o Mercado Atacadista de Energia (MAE), incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilidade e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados. Por último, criou-se o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), instituído no âmbito do MME, cuja função é avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica.

Capítulo 3

Regulação, planejamento e leilões

O objetivo deste capítulo é analisar os instrumentos disponíveis ao Estado para intervir no mercado de energia elétrica brasileiro, visando à obtenção de uma trajetória economicamente eficiente. Para tanto é realizada uma breve revisão crítica sobre a teoria da regulação econômica e a análise das principais limitações e dificuldades encontradas pelo modelo regulatório adotado na IEB.

O planejamento da expansão e a teoria dos leilões são reconhecidos como ferramentas adicionais, que podem ser utilizadas na superação de parte das restrições enfrentadas pela regulação no setor elétrico brasileiro. Finalmente, são apresentadas as possibilidades de arranjos entre a regulação, o planejamento e a teoria dos leilões, visando a complementaridade entre os três mecanismos de intervenção no mercado.

3.1 Regulação econômica no setor elétrico brasileiro

Entende-se por regulação o estabelecimento de regras explicitadas em leis, decretos, concessões, contratos ou decisões de órgãos que influenciem no comportamento dos agentes. A existência de falhas de mercado, tais como informação imperfeita, indivisibilidade produtiva, externalidades, comportamento colusivo, etc., tem servido como a justificativa econômica tradicional para a regulação.

A regulação normalmente atua sobre aspectos do mercado, controlando o preço, a quan-

tidade, e restringindo a entrada e saída de novas firmas (Viscusi et al., 2000). Além disto, busca garantir padrões de qualidade de serviço e impedir a discriminação de parte dos consumidores, bem como estimular a eficiência técnica. Finalmente, de acordo com Araújo (1997), a regulação pode incorporar atribuições extra-mercado, como a exigência de universalização do serviço, a garantia ao direito de cidadania ou a fiscalização de externalidades (impactos ambientais, por exemplo).

Embora a importância de um arcabouço regulador para a IEB não seja questionada, é importante assinalar suas limitações e discutir os reforços necessários. De fato, há dois aspectos críticos para o bom funcionamento da regulação estatal: a independência das ações reguladoras e a qualidade da informação.

Em relação à independência, Stigler (1975) destaca os aspectos políticos da regulação que a tornam suscetível à captura por grupos de interesse organizados. De acordo com o autor, a regulação de um mercado altera os mecanismos de ajustes na alocação de recursos, na distribuição da renda gerada e na estabilidade econômica. Em outras palavras, interfere no benefício dos agentes e, portanto, provoca a reação dos mesmos.

Por outro lado, a regulação proposta pelo Estado é resultado da interação com a sociedade, mesmo por que o Estado depende de suporte político, logo suas decisões são pautadas por critérios econômicos e políticos, significando que grupos de interesse organizados dentro da sociedade interferem, através de pressão, na confecção das regras regulatórias (Stigler, 1975). No entanto, o jogo político é dominado por assimetrias na divisão de forças, dada a diferente capacidade de organização e de mobilização de recursos dos diferentes grupos de interesse.

De acordo com Stigler (1975) esse é um fator determinante na regulação, uma vez que o Estado busca maximizar seu suporte político através de sua atuação reguladora. Nesse caso, a regulação corre o risco de ser capturada, transformando-se num mecanismo de privilégio de uma minoria. Conseqüentemente, existe uma acirrada competição política em torno do poder de mobilizar o Estado e seu poder de coerção, o que envolve gastos financeiros, determinando um *trade-off* entre o custo da mobilização política e o retorno esperado (Viscusi et al., 2000). Além disso, a própria interação repetida entre reguladores e agentes do mercado pode facilitar

a captura do processo regulatório sem a intervenção, ou a revelia, do Estado.

Quanto à qualidade da informação, as firmas possuem um conjunto maior de informações sobre seus respectivos negócios do que o regulador e essa assimetria pode ser traduzida em vantagens competitivas. Averch e Johnson (1962) ressaltam que dessa forma o resultado da regulação pode ser ineficiente, tendo apresentado um caso tido como exemplo clássico, conhecido como **efeito Averch-Johnson**: se uma firma que maximiza lucros está sujeita a regulação por custo de serviço (isto é, sua taxa de retorno sobre o investimento é fixada pelo regulador), seu lucro é, portanto, proporcional à sua base de capital. Conseqüentemente, ela pode adotar o uso de tecnologias mais capital-intensivas, do que seria socialmente eficiente, para aumentar seu próprio benefício.

De acordo com Araújo (1997), é importante notar que não se trata de fazer o regulador aprovar investimentos inúteis ou excessivos dada sua tecnologia (o que seria um caso de fraude ou de *risco moral*). Apenas acontece que a firma tem uma estratégia tecnológica que, embora possa ser tecnicamente eficiente, não é adequada em termos sociais.

O efeito Averch-Johnson pode ser desdobrado em empresas públicas que tenham preocupação com o nível de emprego e estejam sujeitas à regulação por custo de serviço. Neste caso, há incentivos para que a firma adote estratégias tecnológicas intensivas em mão-de-obra.

Uma alternativa para se lidar com a assimetria de informação é a adoção de modelos de regulação tarifária através de incentivos, via, por exemplo, o estabelecimento de tetos tarifários (*price caps*) e/ou padrões de desempenho (*performance standards*). Ambas alternativas permitem que os agentes tenham flexibilidade para estabelecer o nível de oferta e o preço, oferecendo incentivos para um comportamento eficiente (Viscusi et al., 2000). A regulação por incentivo teoricamente demanda menos informação ao regulador. Entretanto, a existência de múltiplas tecnologias de produção, como as verificadas na IEB, exige a diferenciação de normas e metas para cada tecnologia, elevando o custo da regulação.

Outra alternativa é a regulação interna através da participação de empresas estatais, cuja utilização para fins estratégicos é comumente explorada no campo das políticas macroeconômicas, como um instrumento de regulação, de contestação e de incentivo à eficiência

econômica. Pires et al. (2002) discutem as potencialidades e limitações da utilização da concorrência entre empresas privadas e estatais na eficiência econômica da IEB, o que é discutido com mais detalhe no Capítulo 6, juntamente com a concorrência possível e verificada no setor elétrico brasileiro.

Além da qualidade da informação e da independência do regulador, existem outras fontes de custos e distorções importantes para a IEB (Araújo, 1997). A primeira é dada pela existência de custos de transação implicados pelo fato de que os contratos não permitem prever todas as contingências futuras, sendo, portanto, *incompletos*. Quanto mais longo o prazo de vigência do contrato, maior seu custo de transação decorrente da incerteza. Tal custo é particularmente relevante nos contratos de concessões, mas possuem desdobramentos em todos os contratos do setor e a política de dilatação dos prazos dos contratos de fornecimento de energia resultará no aumento de tais custos, com resultados que não podem ser completamente previstos *ex-ante*.

A segunda causa é resultado das restrições institucionais e políticas verificadas pelos órgãos reguladores. A definição do mandato de uma agência reguladora, por exemplo, delimita seu escopo de ação, de modo a não interferir na esfera de ação de outros órgãos. Embora necessária, essa limitação restringe as margens de manobra do regulador. De fato, a IEB projeta externalidades em diversas esferas da economia brasileira e suas atividades interferem em questões sujeitas à regulação de diferentes órgãos do Estado. Mais ainda, o elenco de medidas que o regulador pode tomar é também limitado pelos instrumentos que lhe cabem por mandato e pelo conjunto de leis existentes.

3.2 Retomada do planejamento

Com o advento da crise de abastecimento de 2001, ficou evidente que a regulação da IEB deveria ser acompanhada pela retomada do planejamento. O primeiro indício nessa direção ocorreu após a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), em maio do mesmo ano, e do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no mês de junho.

Em novembro de 2002, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico apresentou

o Relatório de Progresso nº4 (CNPE, 2002) com as recomendações para a superação das falhas encontradas no modelo. Entre outras considerações, o Comitê apresentou as medidas julgadas necessárias para a revitalização do setor, de onde pode-se destacar:

- Estabelecimento de um mecanismo de fixação do preço de curto prazo, refletindo a disponibilidade real de oferta;
- Limitação das possibilidades de comercialização de energia elétrica por parte de geradores estatais à realização de leilões públicos;
- Alteração na regra de definição do valor normativo (preço limite que pode ser repassado às tarifas), de modo a refletir as diferenças tecnológicas no parque gerador;
- Estímulo ao crescimento do mercado de consumidores livres, buscando aumentar a concorrência na IEB;
- Realinhamento tarifário e abertura das tarifas em serviços de transmissão, distribuição, comercialização e geração;
- Limites para a auto-contratação e participações cruzadas, necessários após a explosão dessas atividades durante o racionamento;
- Incentivo à geração térmica a gás natural.

Em dezembro do mesmo ano, Sauer (2002) apresentou um diagnóstico independente para a IEB. De acordo com o autor, as dificuldades encontradas no setor elétrico eram resultados da potencialização das falhas de mercado pelo modelo de competição adotado e pelo esvaziamento da atividade de planejamento energético ao longo da década de 1990. Na opinião do mesmo, a expectativa de que o mercado de curto prazo seria capaz de gerar os sinais econômicos para a expansão eficiente da oferta de eletricidade revelou-se infundada, mesmo por que a instituição do mercado foi acompanhada de uma grande volatilidade no preço, que aumentou a incerteza e comprometeu a interpretação de qualquer sinal de oferta.

Tal volatilidade pode ser explicada, em parte, pela conjuntura do setor elétrico brasileiro no momento das reformas. Segundo Araújo e Zedron (2001), uma condição necessária para a

introdução com sucesso da competição seria a existência conjunta de margens de capacidade ociosa no sistema (geração, transmissão e distribuição), crescimento lento da demanda e oferta abundante de gás barato¹. Como tais condições não estiveram presentes no caso brasileiro, o comportamento dos preços no mercado de curto prazo deveria demonstrar, de fato, a grande volatilidade que se verificou.

Após as eleições presidenciais de 2002, o processo de reforma sofreu uma inflexão e retomou força a percepção da característica de serviço público da eletricidade e da importância da intervenção do Governo na economia do setor elétrico para garantir sua oferta. Com isso, os programas de privatizações foram congelados, favorecendo, novamente, a política de controle direto da oferta de energia elétrica.

Em dezembro de 2003, foi publicada a Medida Provisória nº144, que estabeleceu as novas diretrizes para o setor elétrico. No novo modelo, o planejamento passa a ocupar a posição central na garantia de modicidade tarifária e eficiência econômica. Para tanto, será promovida a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo, incorporando mecanismos de contestação de preço na escolha da trajetória da expansão (MME, 2003).

Historicamente, o planejamento da expansão no setor elétrico brasileiro passou por duas etapas. Num primeiro momento, o planejamento foi construído dentro de um ambiente de monopólio estatal, determinativo e alinhado com as políticas públicas do Governo para a IEB. Durante a década de 1990, com o ingresso de agentes privados, as decisões foram descentralizadas e o planejamento estatal passou a ocupar um papel majoritariamente indicativo. Apenas o planejamento a médio prazo (cinco anos) dos empreendimentos de transmissão envolvendo a rede básica, considerados inadiáveis, continuou determinativo.

Nesse novo contexto, o planejamento é responsabilidade do MME e tem atuado, principalmente, como um elemento catalisador, buscando reduzir as incertezas envolvidas e aproximar a trajetória da expansão de soluções eficientes (Kazay, 2001). Entretanto, de acordo com Duarte (2001), o planejamento indicativo permaneceu relegado a um segundo plano, no Brasil, até o estopim da crise energética da Califórnia. A partir daquele momento, teria

¹Dada a importância estratégica das usinas termelétricas operando segundo o ciclo combinado como alternativa tecnológica para o parque gerador.

ocorrido um movimento pró-ativo para o planejamento indicativo.

A Lei nº 9.478, de agosto de 1997, instituiu o Conselho Nacional de Política Energética, vinculado à Presidência da República. O CNPE é um órgão presidido pelo MME, que assessora a Presidência da República na formulação de políticas e diretrizes de energia. Uma das várias atribuições do CNPE, estabelecidas pela Lei nº 9.478, é rever periodicamente as matrizes energéticas.

O MME criou, em 10 de maio de 1999, através do Art. 1º da Portaria nº 150, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de Longo Prazo.

Como o CNPE foi implementado apenas em outubro de 2000, as primeiras projeções da matriz energética brasileira foram concluídas somente em 2001, visando aos anos de 2005, 2010 e 2020. Compreenderam a análise dos seguintes aspectos:

- Demanda final de energia por fonte;
- Demanda intermediária de energia, tendo em vista a demanda final e os rendimentos dos centros de transformação;
- Produção e exportação de energia e re-injeção de gás natural;
- Importação de energia, considerando a variação de estoque nula.

A partir do contexto estratégico oferecido pelas Projeções da Matriz Energética, o Plano Indicativo da Expansão da Oferta objetiva propiciar, aos possíveis empreendedores, decisões em bases racionais e com os riscos devidamente avaliados. Para tanto, incorpora a análise de alternativas para a expansão do sistema considerando os empreendimentos hidrelétricos e termelétricos, o estágio de implementação das obras, a disponibilidade dos troncos de transmissão, a possibilidade de importação e o uso de fontes alternativas de energia. A partir dessas informações e das manifestações de potenciais empreendedores, eram compostos os

programas de licitação de concessões de usinas hidrelétricas e os programas de realização de estudos de inventário do potencial hidrelétrico e estudos de viabilidade (CCPE, 2003).

Para as projeções da evolução do consumo de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, são considerados três cenários de demanda: Mercado Alto, Mercado de Referência e Mercado Baixo. Na construção de tais cenários, admitiu-se existirem duas possibilidades extremas para a evolução da economia ao longo da década, que foram denominadas como crescimento sustentado e tendência histórica recente (CCPE, 2003).

O cenário de mercado alto é associado ao *crescimento sustentado* da economia, ou seja, quando a capacidade de investimento da economia brasileira é liberada de todos os atuais gargalos estruturais e conjunturais. O cenário de demanda baixa é definido pela continuidade da *tendência histórica recente*, onde o Brasil continuaria apresentando taxas de crescimento econômico semelhantes às das duas últimas décadas, marcadas por uma prolongada retração de investimentos internos e externos, consequência da incapacidade de recuperação da poupança e da ocorrência de pressões inflacionárias, assim como de adversidades no âmbito da economia internacional.

O cenário de referência, denominado *trajetória mais provável*, é dado pela perspectiva de que a economia evolua por uma trajetória intermediária aos dois cenários anteriores. Trata-se, na verdade, de um cenário desejável, dada a pequena probabilidade do país ingressar em um ciclo de crescimento sustentado sem uma etapa transitória. Entretanto, a denominação *mais provável* parece exagerada se for baseada apenas em torno da média entre os dois cenários extremos.

Diante dos cenários de demanda, o planejamento da expansão da oferta conjugou também dois cenários para a evolução da oferta, denominados como Cenário Legal – que incorpora os empreendimentos segundo informações e compromissos oficiais determinados por decisões de governo e regulamentação junto à Aneel –, e Cenário Necessário – que inclui apenas as usinas existentes (em operação, motorização, construção e/ou aguardando outorga), acrescentando as demais nas datas em que se tornam necessárias para ajustar oferta e demanda, sob o critério de equilíbrio entre os custos marginais de operação e de expansão do setor (CCPE, 2003).

Os três planos decenais de expansão do setor elétrico, que o CCPE elaborou até 2002, foram obtidos através de balanços dinâmicos que empregaram o modelo NEWAVE para efetuar o planejamento da operação e o cálculo dos custos operacionais dos parques geradores simulados durante o processo de tentativas e erros característico deste método. O NEWAVE determina a alocação ótima de recursos hídricos e térmicos para cada mês, minimizando o custo total de operação esperado.

O modelo é constituído por quatro módulos básicos. O primeiro deles agrega os reservatórios de cada subsistema em um único reservatório equivalente de energia e as vazões são agregadas em afluições equivalentes de energia. O segundo módulo, denominado GEVAZP, gera as séries sintéticas de afluições de energia com o emprego do modelo de afluições multivariado $PAR(p)$, em que a afluição em um período (t) é função das afluições nos períodos anteriores $(t - 1)$, $(t - 2)$, ... $(t - K)$ e a estrutura de dependência temporal é sazonal. O terceiro módulo calcula a política de operação mais econômica, representando as incertezas das afluições futuras. O último módulo simula a operação do sistema e calcula índices probabilísticos para o seu desempenho: valor esperado da energia não suprida, risco de déficit, distribuição de frequências de custos marginais, intercâmbios, etc.

O método de otimização empregado pelo NEWAVE é a programação dinâmica dual estocástica, onde os estados são determinados pela energia armazenada e tendência hidrológica. Os reservatórios das usinas hidrelétricas de cada subsistema interligado – norte, nordeste, sudeste/centro-oeste e sul – são agregados em reservatórios fictícios, energeticamente equivalentes.

A programação dinâmica dual estocástica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão e evita a discretização do espaço de estados. Um esquema de simulação de Monte Carlo é usado para construir iterativamente uma função de custo futuro esperado associada a cada estado analisado (Bajay, 2003).

Enquanto o custo marginal de operação do sistema é calculado através do NEWAVE, o custo marginal de expansão foi pré-definido pelo CCPE como o valor equivalente da implementação de uma usina termelétrica a gás. Esta sistemática de pré-definição foi estabelecida na segunda metade da década de 90, quando se imaginava que a maior parte da expansão do

parque gerador nacional se daria através de usinas termelétricas a gás de ciclo combinado, cujos custos de geração, para o Brasil, não variariam muito para usinas de grande porte. No entanto, esta expectativa não se confirmou e tais usinas, hoje, não são competitivas por causa do elevado custo atual do gás importado da Bolívia, tendo ficado a expansão competitiva do sistema a médio prazo por conta de novas usinas hidrelétricas construídas sobretudo na região centro-oeste e borda inferior da região norte. A oferta insuficiente de eletricidade em 2001 e o excesso de oferta de 2002 a 2007, cuja magnitude depende do cenário adotado para o crescimento da demanda, deixaram pouco espaço para a busca de otimização da expansão do parque gerador nos planos decenais e, conseqüentemente, camuflaram eventuais problemas na execução desses planos por conta do valor incerto assumido para o custo marginal de expansão (Bajay, 2003).

3.2.1 Desafios ao planejamento no setor elétrico brasileiro

A partir da revisão apresentada na seção anterior sobre o planejamento da expansão no setor elétrico brasileiro, é possível determinar dois tipos de dificuldades que precisam ser superadas: a escassez e baixa qualidade dos dados disponíveis, e o tratamento metodológico adotado, que deva ser estendido para incorporar aspectos relevantes.

Em relação ao tratamento metodológico, pode-se dividir as principais críticas entre as projeções da matriz energética e os planos decenais do setor elétrico. De acordo com Bajay (2003), as projeções da matriz energética foram elaboradas sob uma perspectiva setorial (setores elétrico, de petróleo e de gás), sem simular eventuais novas políticas públicas, sobretudo políticas energéticas, e trajetórias tecnológicas alternativas. Além disso, nas projeções efetuadas em 2001, trabalhou-se apenas com um cenário de desenvolvimento, denominado de *referência*, para o qual foram assumidas taxas médias de crescimento anual do PIB de 4,6% para período 2001–2005; 4,8% para o período 2006–2010 e de 5,1% para o período 2011–2020, ou seja, um cenário flagrantemente otimista face ao comportamento histórico do PIB nas duas últimas décadas. Por último, nas projeções de 2001 não foram empregados modelos de otimização ou de simulação nos estudos da expansão da oferta de energia, sendo

o equilíbrio entre a demanda e a oferta alcançado através de um processo de *tentativa e erro*.

Nas projeções efetuadas em 2002, elaborou-se dois cenários de desenvolvimento e empregou-se um modelo de otimização, o MELP, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) para otimizar a oferta de eletricidade a longo prazo. O equilíbrio entre demanda e oferta, no entanto, continuou sendo alcançado por um processo de tentativa e erro.

A avaliação proposta por Bajay (2003) sugere o emprego de modelos integrados de equilíbrio geral e setorial, que permitem a simulação da evolução macroeconômica e o detalhamento do comportamento específico do setor energético. É interessante notar que o Brasil nunca utilizou modelos de equilíbrio econômico para o planejamento energético, muito embora a literatura ofereça alternativas para o setor energético nos trabalhos de Bunn e Larsen (1997), Scaramucci et al. (2002) e Böhringer (1998), por exemplo.

Quanto aos planos decenais do setor elétrico, as principais críticas dizem respeito à utilização do artifício da usina energeticamente equivalente, e à pré-definição do custo marginal de expansão do sistema. A representação simplificada de uma usina fictícia poderia ser substituída por um conjunto de usinas hidroelétricas que representem o sistema de uma mesma bacia hidrográfica, com regimes hidrológicos semelhantes e com reservatórios operando em paralelo. Esta alternativa está sendo testada, pelo CEPEL, no modelo NEWAVE, sendo eventualmente incorporada se os resultados forem favoráveis (Bajay, 2003).

Em relação à pré-definição do custo marginal de expansão do sistema, o atual período de reestruturação regulatória, que abrange a formação de novas legislações ambientais e comerciais, tem afetado os custos das diferentes opções de investimentos. Ademais, a variação dos preços dos combustíveis fósseis, atrelados ao mercado mundial e ao câmbio, altera os custos relativos dos diferentes empreendimentos. Com isso, a adoção de um valor fixo, pré-determinado, para representar o custo marginal de expansão tem provocado distorções na modelagem, uma vez que a opção escolhida não tem representado sequer um investimento viável nos últimos anos.

Este problema poderia ser solucionado com a utilização do MELP, anteriormente mencionado, para calcular o custo marginal de expansão antes de se obter os custos marginais de

operação como auxílio ao NEWAVE. O modelo MELP emprega o método de decomposição de Benders, dividindo o problema do planejamento da expansão em módulos de investimento e de operação, desacoplados entre si. O módulo de investimento resolve um problema de programação mista: linear-inteira de múltiplos estágios, através do algoritmo *Branch and Bound*. A solução do módulo de operação oferece variações do custo médio de operação incremental para cada equipamento candidato, que são utilizados como *cortes de Benders* na interação com o módulo de investimentos.

Com isso, é possível se obter uma estrutura computacionalmente mais eficaz. Além do que, a técnica de Benders permite a obtenção de inúmeros planos factíveis para o problema da expansão, permitindo a avaliação de planos sub-ótimos como alternativas reais interessantes.

Em relação à qualidade da informação disponível ao planejamento, existe o reconhecido problema da falta de dados completos e confiáveis sobre o setor energético no Brasil. Ademais, a atual estrutura orgânica do MME não dispõe de quadros suficientes para manter o esforço de análise e planejamento sob condições satisfatórias, dificultando a melhoria da qualidade dos dados.

Nesse sentido, tem sido sugerida a reestruturação do MME e a criação de um órgão de apoio para as atividades de planejamento (Bajay, 2003). Em dezembro de 2003, a Medida Provisória nº 145 determinou, justamente, a criação de tal órgão de apoio na forma da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O ponto mais urgente da reestruturação, agora, é a criação de uma carreira própria, de nível superior, para o MME, com características multidisciplinares, voltada para a formulação de políticas públicas e para o planejamento na área de energia. Esta nova carreira poderia ser denominada de “analista de política energética” e iria requerer um projeto de lei para implementá-la, nos moldes das carreiras criadas na década de 1990, na administração pública federal, de “analista de finanças e controle” e de “especialista em políticas públicas e gestão governamental”.

Além dessa questão, que poderá ser resolvida apenas através de esforços continuados ao longo do tempo, existe a dificuldade de adaptação de dados referentes ao passado para expectativas sobre o futuro. A princípio, é adotada a premissa de que não devam existir diferenças fundamentais entre o comportamento verificado e o esperado, sendo introduzidos,

quando necessários, ajustes pontuais refletindo as expectativas de mudança.

O principal risco no emprego deste método é a introdução de expectativas enviesadas pelo desejo dos planejadores ou por eventuais metas irrealistas estabelecidas pela política pública. A troca de informações entre os diferentes agentes do setor energético e os planejadores, e o confronto das expectativas reveladas ajudam a reduzir tal risco. Para tanto, é importante permitir a participação de tais agentes do processo de planejamento, embora não existam motivos para supor que as empresas estariam dispostas a divulgar informações estratégicas que representem possibilidades de sobre-lucro para potenciais rivais.

Uma outra alternativa é buscar as informações necessárias no ambiente de mercado. Toda transação comercial é resultado do confronto entre expectativas de demanda e oferta e o monitoramento de tais atividades permite inferir a percepção média do mercado sobre o futuro. De acordo com a Medida Provisória nº 144, de dezembro de 2003, o MME deve promover uma reestruturação do planejamento, incorporando mecanismos de contestação de preço na escolha das possíveis trajetórias. A prioridade adotada para contratos de longo prazo, no ambiente de comercialização regulado, e a diferenciação entre os contratos que envolvem energia elétrica gerada por usinas já existentes e os que negociam energia proveniente da expansão da capacidade instalada, permite a obtenção de informações detalhadas sobre as expectativas dos diferentes agentes do mercado. Por outro lado, a permanência de empresas estatais significa uma fonte extra de dados.

Ainda assim, a viabilidade de tal exercício depende da existência de um mercado regular que opere com contratos de longo prazo. Além disso, é necessário garantir um formato para tal ambiente que permita a geração de informações públicas compatíveis com as expectativas reais dos diferentes agentes. Nesse sentido, a teoria dos leilões pode oferecer as ferramentas necessárias para a construção de um ambiente comercial que forneça as informações necessárias ao planejamento.

3.3 Teoria dos leilões

Parte do problema de obtenção de informação e de dados de qualidade, colados às expectativas reais dos agentes, pode ser superado pela utilização de leilões no mercado de energia elétrica. Leilões são mecanismos de comercialização cuja principal característica é instituir uma dinâmica de transação capaz de conduzir com rapidez a formação do preço de um bem de valor desconhecido. São capazes, assim, de estabelecer desenhos de mercados que estimulem, através de estratégias ótimas, a revelação de custos de oportunidades e de expectativas sobre o comportamento futuro da demanda e da oferta. Além disso, regras adequadas nos leilões permite controlar parte das possíveis estratégias, por parte dos agentes, reduzindo a vantagem destes mentirem sobre seus custos de oportunidade (Wolfstetter, 1999).

De acordo com o *teorema das receitas equivalentes*, descrito por Klemperer (2000), dados os seguintes pressupostos, os leilões produzem sempre a mesma receita esperada:

- Os agentes não podem exercer poder de mercado;
- A distribuição das informações entre os agentes é simétrica;
- Os compradores são indiferentes ao risco;
- O valor privado do bem a ser negociado é o mesmo para todos os compradores.

O próprio autor destaca, porém, que as condições acima não são atendidas com frequência. Isso significa que é possível realizar diferentes configurações de leilão, buscando reduzir o impacto da falta de algum pressuposto, ou se apropriar da imperfeição do mercado para atingir um objetivo desejado (Silva, 2003). Dessa forma, os leilões podem adotar diferentes formatos de acordo com seu objetivo e com as expectativas do leiloeiro. Silva (2003) sugere uma classificação apoiada em três características dos leilões: natureza, forma dos lances e preço de fechamento.

Os leilões variam, de acordo com a sua natureza, em:

- **Leilões de oferta**, onde os participantes fazem lances de oferta para vender um bem ao leiloeiro;

- **Leilões de demanda**, onde compradores fazem lances para adquirir um bem que o leiloeiro pretende vender;
- **Leilões duplos**, que combinam as duas opções, sendo o leiloeiro um intermediário entre compradores e vendedores.

A forma pela qual os participantes devem efetuar seus lances, por sua vez, pode variar em torno de:

- **Lances abertos**, onde os lances são realizados sequencialmente, cada um deles melhorando o lance imediatamente anterior. Os lances geralmente são descendentes no leilão de oferta e ascendentes no leilão de demanda. O leilão é encerrado quando nenhum lance é apresentado dentro de um intervalo de tempo pré-estabelecido;
- **Lances fechados**, onde os lances são apresentados simultaneamente ao leiloeiro em envelopes fechados. Ganha o participante que fez o melhor lance, desde que o preço de reserva tenha sido alcançado. Este leilão exige que cada participante faça o lance considerando exclusivamente seu valor de oportunidade.

Por último, os leilões podem ser diferenciados pelo preço de fechamento:

- **Liquidação uniforme**, com uma única referência de preço para todo o leilão. Todos os ganhadores do leilão são remunerados a partir do preço de fechamento uniforme e o rendimento de cada participante é calculado pelo produto da quantidade negociada pela diferença entre seu lance e o preço de fechamento, que pode ser dado pelo:
 - Primeiro preço, quando o preço de fechamento é igual ao lance do vencedor;
 - Segundo preço, quando o preço de fechamento é igual ao segundo melhor lance.
 Neste caso, o vencedor é remunerado pelo preço do segundo colocado do leilão.
- **Liquidação discriminatória**, que define um preço para cada uma das negociações realizadas no leilão. Em cada negócio, o preço de fechamento é determinado pela combinação entre os lances do par vendedor-comprador.

Dentro do setor elétrico brasileiro têm sido utilizados diferentes mecanismos de leilão, tanto para a realização de licitações de novos empreendimentos, quanto para a comercialização regular de energia elétrica:

- Os leilões de empreendimentos de geração, utilizados em licitações para a construção de novas usinas hidrelétricas, foram realizados de forma aberta e ascendente, e com liquidação uniforme de primeiro preço, que representavam o valor a ser pago pelo direito à concessão do serviço público de geração.
- Os leilões de empreendimentos de transmissão tem sido realizados em duas etapas. A primeira é organizada de forma fechada; ocorrendo lances semelhantes, inicia-se uma segunda etapa, desta vez aberta, com evolução descendente dos preços, que representam a receita requerida pelos serviços de transmissão.
- Realizou-se, também, leilões de venda da energia elétrica liberada dos contratos iniciais, que foram concebidos para serem realizados durante 4 anos, viabilizando a transição dos contratos anteriores à privatização para o novo modelo. Trata-se de um leilão de demanda, aberto, ascendente, uniforme de primeiro preço.
- Os leilões de compra de energia elétrica se destinam a comercialização regular de contratos de fornecimento de energia elétrica. Estes são organizados na forma de um leilão de oferta, aberto, descendente, uniforme de primeiro preço.

Além dos leilões regulares, ocorreram leilões diários, durante o racionamento de 2001, para o ajuste de quotas de consumo, realizados com formato duplo, lances fechados e liquidação uniforme. Para a comercialização da energia elétrica excedente dos contratos iniciais, foi realizado, em 2003, um leilão de demanda, com lances abertos, descendente e com liquidação uniforme de segundo preço.

A conveniência de se optar por um ou outro modelo de leilão depende de uma série de premissas relacionadas ao grau de aversão ao risco dos participantes (inclusive do leiloeiro), ao número de licitantes, à forma como é entendido o mecanismo de transmissão das informações e ao modo como os agentes avaliam o bem negociado (valor privado ou público) (Leal, 1998).

Em relação à forma do leilão, Wolfstetter (1999) defende que leilões abertos permitem o aprendizado durante a negociação. Com isso, a exigência de que os agentes detenham informações prévias (com o custo associado a estas) é menor do que a verificada em leilões fechados. Para Ethier et al. (1999), no entanto, o fato dos leilões fechados serem decididos sem a troca de informações entre os agentes durante as transações, faz com que eles sejam incentivados a submeterem lances equivalentes aos seus respectivos custos de oportunidade.

No que diz respeito ao preço de fechamento, Kahn et al. (2001) afirmam que os leilões de preço uniforme, uma vez que a remuneração é diretamente relacionada com o lance privado dos participante, fazem com que estes efetuem lances próximos ao custo de oportunidade como forma de garantir o sucesso na negociação. Entretanto, para Sheblé (1999), leilões com preço de fechamento uniforme determinado pelo primeiro preço pode gerar preços finais superiores ao valor ótimo. Uma alternativa é a utilização do segundo preço para fixação do preço de fechamento, com a remuneração final dada pelo último lance perdedor. Entretanto, Wolfstetter (1999) e Krishna (2002) alertam para o risco dos agentes manipularem o resultado final através de lances fantasmas.

Para Masili (2004), em leilões com preço de fechamento discriminatório, a utilização de poder de mercado é desencorajada, uma vez que a remuneração está diretamente relacionada com o lance individual de cada agente. Todavia, tal tipo de desenho exige o detalhamento de regras de alocação dos lances e de distribuição do excedente. Neste sentido, Silva (2003) realiza um estudo interessante sobre a utilização de leilões com preço discriminatório, tanto para a maximização da quantidade negociada, quanto do lucro gerado.

3.4 Leilões e o planejamento do setor elétrico

As informações necessárias ao planejamento, que podem ser obtidas através da análise do mercado brasileiro de energia elétrica, são as curvas esperadas de demanda e de oferta de energia elétrica, e os custos marginais de operação e de expansão. Essas informações podem ser utilizadas na composição dos diferentes cenários do planejamento e no ajuste dos modelos de operação e seleção de investimentos.

As curvas esperadas de demanda e de oferta podem ser inferidas através do acompanhamento de leilões de contratos de longo prazo. Atualmente, a comercialização destes contratos ocorre através de barganhas bilaterais e através de leilões públicos. O principal problema no processo de barganha é que a informação trocada durante o processo de negociação permanece privada, além de ser possível camuflar os valores revelados ao final da barganha com a assinatura de contratos de diferenças.

O leilão de compra, previsto atualmente para a comercialização ordinária de contratos de longo prazo, é caracterizado por uma dinâmica descendente com liquidação uniforme de primeiro preço. Os ofertantes informam previamente suas respectivas curvas de oferta, construídas em cinco patamares, e aguardam o comportamento dos compradores de energia. As curvas de oferta são apresentadas em um único lance fechado. Com isso busca-se minimizar a possibilidade de colusão e incentivar lances próximos ao custo real de oportunidade.

Iniciada a segunda etapa do leilão, os agentes de demanda disputam os contratos ofertados. A utilização da liquidação uniforme também objetiva incentivar lances próximos aos custos de oportunidade reais, agora pelo lado da demanda, uma vez que estes custos maximizam a probabilidade de suprimento e permitem que a liquidação seja baseada no preço marginal. Além disso, permite a definição de um preço de referência para o setor elétrico brasileiro.

O leilão de compra possibilita a captura da oferta esperada e a inferência da curva de demanda em função dos lances verificados e, assim, é possível se analisar o formato de ambas as curvas e suas respectivas sensibilidades ao preço. A principal crítica que pode ser levantada contra o este tipo de leilão diz respeito a sua periodicidade, pois a existência de um mercado diário onde os agentes possam negociar e renegociar a compra de contratos de fornecimento de energia elétrica teria a vantagem de permitir um acompanhamento constante das suas expectativas, além de conferir flexibilidade para ajuste dos preços esperados. Além disso, o aumento da liquidez na comercialização dos contratos poderia refletir numa maior confiabilidade da informação.

De acordo com o novo modelo para o setor elétrico (MME, 2003), haverá dois ambientes de comercialização: um livre e outro regulado. A comercialização da energia elétrica dentro

do ambiente regulado deverá ser realizada através de leilões de contratos de longo prazo, com durações entre 3 e 15 anos para a geração de usinas existentes, e entre 15 e 35 anos para a geração proveniente de novas usinas, revelando uma preocupação com a segurança do suprimento.

Informações sobre o custo marginal de operação podem ser obtidas através do mercado *spot* de energia elétrica, que é destinado aos ajustes de última hora entre a demanda e a oferta de eletricidade. Uma vez que o estoque de energia elétrica é mais complicado que o armazenamento de combustíveis ou de água em reservatórios, a eletricidade deve ser gerada virtualmente ao mesmo tempo em que ocorre o consumo. Com isso, o preço *spot* da eletricidade só é conhecido após a liquidação do mercado, tendo o problema adicional de possuir grande volatilidade em função da diferenciação tecnológica entre as usinas disponíveis e a variação hidrológica.

Em função dessas dificuldades, o preço no mercado *spot* brasileiro tem sido determinado a partir da utilização de programas computacionais de simulação, que, porém, não refletem exatamente o custo marginal de operação. O Relatório de Progresso nº4 do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico destacou, justamente, os riscos de desdobramentos negativos em função do desacoplamento entre o preço e o custo marginal. De fato, seria interessante para o setor elétrico brasileiro adotar um mecanismo de comercialização no mercado *spot* que refletisse a realidade. A alternativa mais direta é aproveitar a experiência internacional em mercados diários e intradiários (Masili, 2004).

Nesse sentido, o novo modelo do setor elétrico (MME, 2003) determinou a criação de um ambiente de leilões para a realização de ajustes entre a oferta e a demanda, que envolve transações com contratos de energia iguais ou inferiores a 2 anos. Dependendo da periodicidade na realização de tais leilões e da possibilidade de se negociar contratos com prazo de fornecimento horário, o ambiente de ajuste pode substituir o mercado *spot*.

O custo marginal de expansão pode ser deduzido a partir do comportamento dos agentes nos leilões de novos empreendimentos de transmissão e de geração. Até o ano de 2003 os leilões de empreendimentos de transmissão tinham sido caracterizados por uma dinâmica de preços descendentes que procurava minimizar o custo dos serviços de transmissão. Os leilões

de empreendimentos de geração possuíam uma lógica distinta, objetivando a maximização do benefício monetário do Estado ao ceder a concessão de geração.

De acordo com o novo modelo institucional para o setor elétrico (MME, 2003), os leilões de empreendimentos de geração serão completamente reformulados. Numa primeira etapa, o planejamento apresentará uma lista de possíveis empreendimentos que, somados, ultrapassem a demanda esperada, para a contestação técnica dos agentes interessados. Aprovados os critérios técnicos, a lista de empreendimentos será encaminhada à licitação pública, realizada através de um leilão descendente, onde os proponentes oferecem tarifas de suprimento inferiores a um valor máximo, para a construção e operação dos empreendimentos propostos pelo planejamento, ou então, projetos mais econômicos, viáveis do ponto de vista ambiental, eventualmente propostos pelos agentes interessados na sua instalação.

Determinado o vencedor da licitação pela menor tarifa oferecida, será firmado um contrato a termo de fornecimento de energia, com prazos entre 15 e 35 anos, já mencionado. Esse contrato pode ser de quantidade, correspondendo à energia assegurada do empreendimento. Neste caso, os riscos e o ônus da manutenção da transação são assumidos pelos geradores.

É possível ainda, segundo o novo modelo, a comercialização de contratos de disponibilidade de energia, que devem possibilitar a modulação da demanda efetiva. O prazo será idêntico ao dos contratos de quantidade de energia, mas os riscos e ônus serão transferidos ao *pool* e repassados às tarifas.

Uma vantagem dessa abordagem é permitir que a licitação dos empreendimentos seja acompanhada da realização de contratos de longo prazo (PPA's), que permitem a redução das incertezas e dos riscos, inclusive podendo ser utilizados como garantia para a obtenção de financiamento.

Capítulo 4

Concorrência e oligopólios

O objetivo deste capítulo é realizar uma revisão sucinta dos principais aspectos da concorrência dentro do ambiente capitalista e suas implicações no equilíbrio de mercado. Para tanto, lança-se mão dos conceitos teóricos de inovação e diferenciação, mercados perfeitos e imperfeitos, e oligopólios, buscando uma abordagem conjunta que permita compreender a dinâmica da indústria elétrica brasileira.

4.1 Concorrência

A construção do conceito da concorrência é resultado direto do entendimento da lógica capitalista, onde o objetivo da firma é a obtenção de lucros ao longo do tempo. Desse modo, a concorrência pode ser entendida como a interação estratégica entre os diversos agentes que atuam no mercado buscando obter os mecanismos necessários para a realização dos lucros. Tais mecanismos são definidos como vantagens competitivas.

Logo, a concorrência é caracterizada como o processo de criação constante, ainda que descontínuo, de assimetrias competitivas entre agentes – no caso mais relevante, de empresas capitalistas. Esse processo possui dois movimentos: um ativo, de criação e diferenciação das vantagens e estratégias competitivas em busca de lucros extraordinários, e um outro, passivo, expresso pela difusão das alternativas vencedoras entre os agentes, que procuram assimilar as inovações de seus adversários. Sendo assim, as situações de *ajustamento* ou eliminação de

lucros extraordinários ou monopolistas não podem ser ignoradas. Contudo, a concorrência só pode ser compreendida, na essência, quando focalizada na sua dimensão ativa, a perseguição de lucros e vantagens competitivas que não venham a ser completa e rapidamente diluídas (Possas, 1996).

Dentro da indústria energética, a concorrência ativa é definida pela busca de alternativas tecnológicas e de novas fontes energéticas e no caso da indústria elétrica brasileira, é necessário incluir o desenvolvimento de novas técnicas e ferramentas de comercialização e de operação, dada a recente criação de um mercado de energia elétrica. É ainda importante destacar que os agentes buscam gerenciar eficientemente a capacidade instalada atual até o seu esgotamento, o que significa que a adoção de novas tecnologias ocorre no momento em que o custo marginal de sua adoção se iguale ao custo marginal de expansão de alternativas consolidadas.

O movimento passivo da concorrência representa a possibilidade do mercado percorrer um processo de seleção natural, favorecendo a difusão das técnicas produtivas ótimas e o equilíbrio de longo prazo sem a existência de lucros extraordinários. Entretanto, o constante esforço de diferenciação dos agentes, na busca pelo lucro, exclui qualquer garantia da adoção de uma trajetória eficiente. Logo, o mercado não deve ser visto como um instrumento automático de ajuste ao equilíbrio ótimo, mas como o *locus* da *concorrência*.

A condução da concorrência pelos agentes é resultado da avaliação racional do mercado, isto é, do ambiente competitivo. A racionalidade, no entanto, é resultado da percepção dos agentes, e a existência de incerteza é comumente reconhecida como fator de indeterminação dos processos econômicos cuja trajetória não pode ser suficientemente explicada ou prevista com base em relações, seja de causalidade determinística ou de inferência probabilística.

Portanto, os agentes precisam tomar decisões a respeito do futuro apoiados em experiências passadas distintas e diferentes expectativas sobre o que há de vir. A racionalidade de seus movimentos econômicos é, por conseguinte, necessariamente limitada, conspirando pela adoção de mecanismos de análise e decisão estáveis, expressos na forma de rotinas empresariais (Burlamaqui e Fagundes, 1996), pela flexibilidade produtiva, resumida pela manutenção de capacidade ociosa (Steindl, 1983), e pela preferência a liquidez (Keynes,

1983).

De acordo com Burlamaqui e Fagundes (1996), um comportamento é racional quando resultado de uma deliberação apropriada. Em síntese, a combinação entre a incerteza no ambiente e a complexidade no processo decisório permite a adoção de uma racionalidade limitada para os agentes, sendo necessário haver articulação entre um múltiplo de estratégias, de políticas e de mercados. De afirmativo, sabe-se que, num ambiente marcado pela incerteza, existe a convivência de estratégias ofensivas e defensivas, estas últimas marcadas pela busca de flexibilidade e pela redução de incerteza através da colusão e cooperação entre empresas.

Do ponto de vista *schumpeteriano*, dadas as características da competição, a empresa é fundamentalmente uma estrutura administrativa criada para coordenar estratégias envolvendo informação, recursos materiais e humanos, hierarquias e divisões do trabalho (Burlamaqui e Fagundes, 1996). O poder de competição da firma não se restringe à esfera produtiva – definição estratégica de oferta e de preço. Todo o esforço competitivo depende da estrutura e da organização orgânica da empresa como um todo, resumida pela integração coerente entre estratégias inovadoras e arquiteturas administrativas desenhadas para sustentá-las. Logo, a capacidade de gerenciamento assume um papel de destaque na concorrência, dado que cria uma diferenciação na produtividade dos recursos da empresa, o que implica na alteração da estrutura de custo e preços.

A incerteza do mercado é resultado da existência de um componente temporal nas atividades das firmas, bem como da estrutura do ambiente competitivo em que estão inseridas. A característica temporal das atividades econômicas faz com que os agentes sejam obrigados a trabalhar com base em expectativas sobre o futuro, cujas flutuações se refletem no comportamento dos investimentos independentemente das circunstâncias correntes (Palley, 1996). A estrutura do mercado determina o nível de informação de cada agente e a forma como enxergam seus adversários, influenciando o grau de incerteza em que estão inseridos.

4.2 Mercados perfeitos e imperfeitos

Tendo-se definido o mercado como o local onde ocorre o embate entre diferentes agentes para a realização de lucros através de transações comerciais, pode-se imaginar a existência de uma cadeia mercantil, onde os agentes intermediários alternam-se nos papéis de vendedores e compradores. No mercado de energia elétrica, por exemplo, os distribuidores compram energia de geradores e comercializadores para, depois, ofertarem o produto aos seus consumidores cativos.

Toda relação comercial implica em determinados custos de transação e no dispêndio de tempo, sendo relevante a qualidade da informação disponível, que pode favorecer ou não o oportunismo econômico. Em poucas palavras, as relações de mercado não são perfeitas. Pelo contrário, são revestidas de diversas imperfeições que atiram as transações comerciais.

Todavia, dado o interesse em estudar fenômenos econômicos que não sejam influenciados pelas diferentes falhas de mercado, a teoria econômica descreve um ambiente perfeito de competição, por meio de um modelo simplificado do funcionamento da economia, onde prevalecem as seguintes condições:

- Informação completa e perfeita;
- Livre mobilidade de bens, capital e mão-de-obra;
- Ausência de custos de transação.

Dentro de um *mercado perfeito* o confronto entre os interesses dos vendedores e dos consumidores, representados por uma curva de oferta e outra de demanda, convergem, automaticamente e sem custos, para um ótimo de Pareto, que decorre da ausência de incertezas no modelo e da possibilidade de crescimento contínuo da oferta.

A necessidade de administrar incerteza com escassez de informação induz os agentes a trabalharem no mercado fora do nível de pleno emprego (Keynes, 1983), porque as firmas buscam uma combinação entre flexibilidade e segurança. Keynes demonstra que os agentes possuem uma demanda por liquidez monetária, justamente para fazer frente às incertezas do

mercado. De fato, de acordo com o autor, existiriam quatro razões básicas para os agentes reterem liquidez: motivo-renda, motivo-negócios, motivo-precaução, e motivo-especulação.

O motivo-renda representa a garantia de fluxo para a transição necessária entre o recebimento e o desembolso da renda, seu impacto na preferência por liquidez está intimamente ligado à velocidade-renda da moeda. Do mesmo modo, no motivo-negócios, a liquidez pode ser conservada para assegurar o intervalo entre o momento em que começam as despesas e o do recebimento do produto das vendas. A intensidade desta demanda depende do desenho da estrutura de circulação das mercadorias e das tecnologias de produção. O motivo-precaução visa atender às contingências inesperadas e às oportunidades imprevistas de realizar compras vantajosas, e de conservar um ativo de valor fixo em termos monetários para honrar uma obrigação estipulada em moeda. Por último, Keynes destaca a importância do motivo-especulação. A demanda de moeda para satisfazer os motivos anteriores é, em geral, insensível a qualquer influência que não a de uma alteração efetiva na atividade econômica geral e no nível da renda. Entretanto, a demanda para atender o motivo-especulação varia de modo contínuo em função da taxa de juros e das expectativas individuais.

Em relação ao crescimento da oferta, as plantas produtivas e os equipamentos utilizados são indivisíveis e possuem uma durabilidade associada. Logo, a produção não pode ser expandida marginalmente, pois somente se as plantas pudessem ser facilmente desmobilizadas e reconstruídas em intervalos curtos de tempo a adaptação da capacidade ocorreria de maneira uniforme. Essa possibilidade poderia existir para a indústria como um todo, através da entrada e saída líquida de produtores, entretanto, de acordo com Steindl (1983), cada um dos produtores em concorrência deseja participar de uma eventual expansão das vendas e não vê-las arrebatadas por novos rivais. Assim, uma reserva de capacidade ociosa planejada pode ser mantida para permitir ajustes rápidos às flutuações da demanda.

A existência de capacidade excedente e de demanda por liquidez significa custos adicionais à participação no mercado, que aumentam as exigências de capital para a participação de novos agentes, funcionando como uma barreira à entrada e favorecendo a concentração da indústria. A formação de grandes agentes permite o surgimento de poder de mercado que pode ser utilizado como uma ferramenta estratégica dentro da competição. Por outro lado,

a diminuição no número de agentes permite a concentração da informação e a utilização de escalas maiores. O preço é reflexo dessa situação e funciona como um mecanismo, a serviço do poder de mercado, para transferir poder de compra dos consumidores aos produtores.

4.3 Oligopólios

Viu-se que a existência de falhas de mercado imprime uma dinâmica concentradora na economia capitalista, na medida em que empresas maiores podem usufruir vantagens de escala. Estas são resultados da dinâmica imposta pela racionalidade dos agentes e podem, normalmente, ser expressas em economias de escala resultantes de características técnicas do processo de produção, de aspectos na obtenção e manipulação da informação, de condições privilegiadas na negociação com fornecedores e consumidores e, finalmente, na obtenção de crédito.

Sendo assim, conforme existam diferenças na importância de cada componente responsável pelas vantagens de escala, existem diferentes estruturas possíveis de oligopólio, cada uma delas com particularidades e dinâmica competitiva própria. Nesse sentido, a estrutura de um mercado é melhor descrita como resultado das características do produto e de sua evolução tecnológica.

Possas (1985) sugere uma tipologia para descrever as diferentes estruturas de oligopólios que extrapola a descrição estritamente morfológica, apoiada em índices de concentração do mercado, incorporando considerações sobre os elementos tecnológicos do produto e os padrões de concorrência e de expansão do mercado. Desta forma, os oligopólios são descritos a partir da percepção competitiva dos agentes. Evidentemente, trata-se de uma abordagem geral, que não pretende ser exaustiva. A razão para adotar a metodologia de Possas é dispor de um referencial de análise que capte o essencial e seja maleável num plano bastante genérico.

A primeira estrutura descrita por Possas, denominada **oligopólio concentrado**, é caracterizada pela existência de importantes economias de escala na tecnologia de produção de produtos homogêneos. Ademais, descontinuidades técnicas impedem o crescimento marginal da oferta frente à expansão da demanda. Com isso, a concorrência tende a ficar concentrada

em novos investimentos, seja em tecnologias alternativas de produção ou no aumento da capacidade instalada. Em outras palavras, a competição sob tais circunstâncias demanda gastos intensivos em capital e, como é baseada principalmente em expectativas, ferramentas apropriadas para o planejamento e a administração do risco.

A estrutura de mercado inversa é denominada **oligopólio diferenciado**. A sua principal característica é o papel central da diferenciação do produto (não necessariamente da produção) no processo de concorrência. Conseqüentemente, as economias técnicas de escala não são importantes, sendo a principal barreira de entrada, e elemento concentrador do mercado, o volume de capital necessário para os investimentos em diferenciação e em comercialização. Trata-se, portanto, de um mercado bastante fluido, sob constantes alterações.

Quando é possível combinar economias técnicas de escala com diferenciação de produtos temos uma estrutura de **oligopólio misto**. Ela é marcada pela presença de fortes barreiras à entrada de novos competidores, ao mesmo tempo em que não existe substituição perfeita entre os diferentes produtos. Assim, os agentes podem operar dentro de quase-monopólios e usufruem grande poder de mercado.

Por último, Possas descreve a possibilidade de convivência, num mesmo mercado, de grandes empresas com competidores marginais que não dispõem de nenhuma vantagem de escala. Este **oligopólio competitivo** é possível quando existe grande variedade técnica na produção combinada com a diferenciação dos produtos, ou pelo menos do serviço de comercialização. É o que ocorre, por exemplo, no mercado financeiro, onde grandes bancos convivem com pequenas empresas que oferecem um serviço de atendimento mais refinado.

A tentativa de adaptar a tipologia de Possas para a realidade da indústria elétrica é muito interessante. Como visto, as atividades da indústria elétrica podem ser divididas em geração, transmissão e distribuição e sua integração vertical permite a apropriação de economias o que foi um fator determinante da evolução da indústria até o final do século XX. No entanto, inovações tecnológicas na geração, principalmente com o advento de usinas termelétricas a gás operando segundo o ciclo combinado, diminuíram a importância da escala na eficiência das plantas geradoras, permitindo o surgimento de produtores marginais.

Por outro lado, a concorrência entre os pequenos geradores e as grandes empresas seria

desigual sem a garantia de livre acesso às redes de transporte de eletricidade e a desverticalização – pelo menos contábil – das empresas para impedir a transferência interna de custos. As reformas típicas realizadas em diversos países, como Inglaterra, Espanha e Estados Unidos (Masili, 2004), visaram justamente permitir a concorrência na geração e a permanência de produtores marginais em uma estrutura de oligopólio competitivo.

O caso brasileiro, entretanto, é muito peculiar. Embora o governo tenha realizado reformas liberalizantes, criado um mercado de eletricidade e iniciado a desverticalização da indústria elétrica, a característica predominantemente hidrelétrica do parque gerador brasileiro, com grandes reservatórios, torna as plantas termelétricas pouco competitivas, prevalecendo, portanto, economias técnicas de escala. Neste caso, a viabilização de um oligopólio competitivo no Brasil depende mais de reformas institucionais do que de ajustes estruturais. Sendo assim, o modelo de 2003 para o setor elétrico prevê a divisão do mercado entre a energia velha (amortizada) e a nova, onde seria mais factível o ingresso de geradores marginais (MME, 2003).

4.4 Mercados contestáveis

A concorrência é condicionada pela racionalidade dos agentes, que é resultado de sua percepção do ambiente competitivo, onde ocorrem as interações econômicas. A noção desse ambiente envolve um conjunto de condições institucionais do mercado que mantêm as empresas sob pressão permanente (interna e externa¹) de ameaça de perda de posições estratégicas e de rentabilidade.

Em outras palavras, as empresas buscam a maximização do lucro ao longo do tempo e adotam estratégias que visam lidar não apenas com a competição atual, mas também com a possibilidade de novos agentes ingressarem no mercado aumentando a concorrência (Bain, 1962). Essas estratégias normalmente incorporam as barreiras estruturais e institucionais de cada mercado, assim como os sinais de preço e de oferta.

Bain sugere que um monopólio, por exemplo, poderia elevar sua produção e reduzir

¹ Concorrência potencial.

o preço para compensar qualquer ausência ou fraqueza nas barreiras de entrada de seu mercado, evitando o ingresso de novos concorrentes. A partir da teoria de Bain, Sylos-Labini (1962) descreve o comportamento do mercado supondo que os agentes, inclusive os entrantes, esperam que o monopolista mantenha seu nível de produção após a entrada de novos produtores, o que permite a adoção do conceito da *curva de demanda residual*.

O lucro no monopólio (4.1) é maximizado quando o custo marginal C_{mg} é igual à receita marginal R_{mg} . A firma produz Q_0 por período de tempo e o preço é P_0 . A área sombreada indica o benefício ou lucro do monopolista.

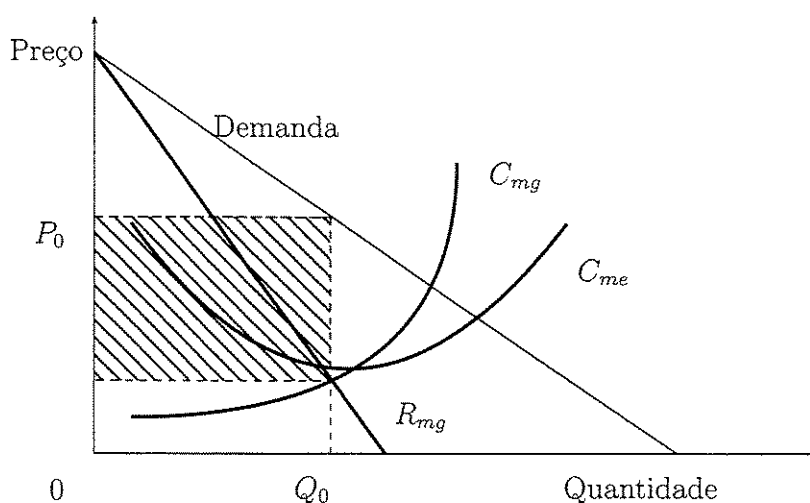


Figura 4.1: Equilíbrio estático do monopólio

Na Figura 4.2, a curva de demanda residual P_0V_0 pode ser encontrada pela projeção da demanda não atendida (todos os pontos a direita de Q_0) no eixo vertical. Se o entrante dispuser de uma curva de custos idêntica à do monopolista, poderá obter retornos positivos. Dada a perspectiva de lucros acima do normal, um possível entrante deve ingressar no mercado afetando negativamente a receita do monopolista.

Buscando evitar a entrada de novos concorrentes, o monopólio pode fixar diferentes quantidades e preços iniciais. Os possíveis entrantes serão contidos caso acreditem que não

serão capazes de obter, pelo menos, um *lucro normal*². Quando a curva de demanda residual é tangente à curva de custo médio C_{me} , os possíveis entrantes são indiferentes entre ingressar ou permanecer fora do mercado. Na Figura 4.2 a curva de demanda P_1V_1 é tangente à curva de custo médio. Q_1 é o novo equilíbrio da quantidade ofertada, quando ocorre o ingresso de um agente para atender P_1V_1 .

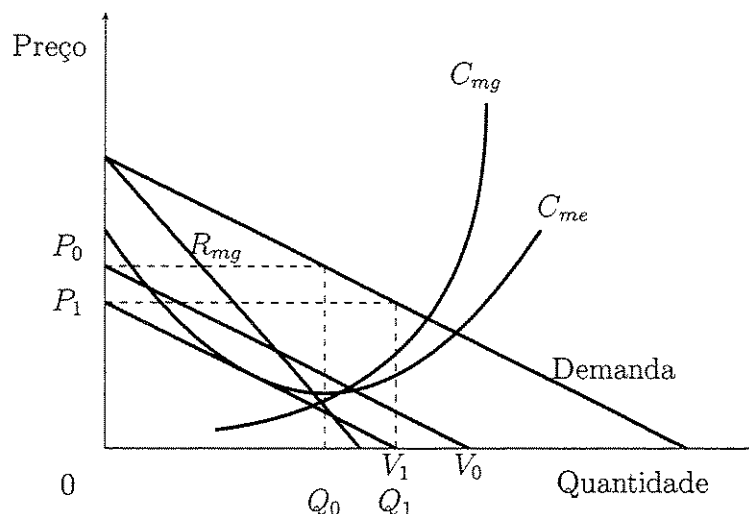


Figura 4.2: Curva de demanda residual e preço limite

P_1 é o maior preço possível em um monopólio sem barreiras de entrada, dado que o monopolista deseja evitar a entrada de novos agentes. Sendo assim, P_1 é denominado *preço limite*. Adotando a estratégia de operar com o preço limite, o monopolista sacrifica parte de seu lucro corrente na tentativa de assegurar uma trajetória futura ótima.

A preocupação dos agentes, num ambiente competitivo com a concorrência potencial de competidores fora do mercado, pode ser desdobrada na noção de mercados contestáveis caracterizados pela possibilidade de entrada de agentes *oportunistas*. Aqui, é importante qualificar o significado de *novos agentes*, que, para a teoria dos mercados contestáveis, precisam construir um novo empreendimento, alterando o equilíbrio entre a oferta e demanda. Como o ajuste dos preços não é automático, surge a possibilidade temporária de ganhos

²Equivalente a igualdade entre a receita marginal e o custo médio.

extraordinários, com a sua redução, após o que, o novo agente abandona o mercado, caracterizando a estratégia de *hit-and-run* (Baumol, 1982).

Para que isso seja possível, a mobilidade dos agentes (entrada e saída) deve ser perfeita, não existindo custos irrecuperáveis (*sunk costs*). De fato, como nos mercados perfeitos, em mercados contestáveis o preço é igual ao custo marginal e não há espaço para empresas ineficientes. Assim, é possível obter os resultados de *welfare* do mercado perfeito em um ambiente de oligopólio ou mesmo de monopólio.

Na IEB, dada às características do SIN, a eletricidade comercializada é homogênea e o vínculo entre os consumidores e os geradores é *virtual*, sendo impossível identificar a origem exata da energia consumida (Vinhaes e Santana, 2000), o que inviabiliza a discriminação de novos ingressantes pelos consumidores.

Contudo, o parque gerador brasileiro é predominantemente capital intensivo, prevalecendo a participação de grandes usinas hidrelétricas, o que envolve grandes investimentos e importantes economias de escala. Além disso, demanda um período grande de tempo para construção de novos empreendimentos e para a amortização do investimento. Conclui-se que, na IEB, existem barreiras de entrada significativas e que, aparentemente, há pouco espaço para a aplicação da teoria dos mercados contestáveis.

Além disso, o paradigma por trás da teoria clássica de mercados contestáveis não é compatível com o adotado neste trabalho para a definição de oligopólios. De fato, uma vez que a concentração do mercado é um processo que reflete a existência de imperfeições na mobilidade de capitais, oligopólios não podem ser tratados como mercados contestáveis.

Ainda assim, a idéia de contestação é muito interessante e, com algum esforço, pode ser emprestada da formulação inicial de Baumol. Adotando-se um enfoque dinâmico para a teoria dos mercados contestáveis, o processo de ocupação de um determinado mercado depende de uma seqüência de decisões e movimentos realizados em cadeia, que, a grosso modo, pode ser resumido em: planejamento, decisão de investir, investimento, e início da produção. Cada etapa demanda tempo e recursos específicos e possui maior ou menor ligação com os estágios anteriores e posteriores.

Suponha-se, por exemplo, que a decisão de investir seja precedida pelo esforço de levantar

recursos e garantias para a realização do investimento. A obtenção de contratos a termo ou de futuros pode servir como garantia junto a bancos e instituições financeiras, viabilizando a cobrança de *spreads* mais reduzidos. Assim, a firma pode comprometer parte de sua produção antes mesmo de realizar qualquer gasto, provocando impactos reais nos preços e na distribuição relativa da renda do mercado no futuro.

Caso o investimento não seja realizado, a empresa sempre pode negociar seus contratos num mercado aberto ou bilateralmente. Evidentemente, dependendo do comportamento dos preços, é possível obter saldos positivos com a arbitragem de contratos, mesmo incorrendo em custos de transação, pois a expansão da oferta esperada provoca reestruturações no mercado. Além disto, uma firma que não participe do ciclo de investimentos pode verificar uma perda relativa dos ganhos.

Como parte dos custos de transação podem ser recuperados, é possível imaginar que em mercados pressionados pela expansão da demanda existe um espaço, mesmo que restrito, para a aplicação do conceito de contestabilidade de Baumol, muito embora isto possa significar um aumento da volatilidade dos preços. Quanto maior a expansão da demanda ou menor a capacidade ociosa, maior a importância deste aspecto na eficiência econômica de longo prazo.

No caso específico da IEB, a volatilidade do preço e a existência de uma curva de oferta íngreme na vizinhança da capacidade limite³ permitem o emprego desse conceito. Todavia, como a atuação no mercado de contratos de energia elétrica depende de pré-requisitos e não está aberta ao ingresso de um conjunto grande de novos agentes, a contestação pode não acontecer e seu espaço pode ser ocupado pela especulação.

³Ver Figura 2.2.

Capítulo 5

Teoria dos jogos

Neste capítulo é realizada uma apresentação sucinta da teoria dos jogos e de seus principais conceitos, buscando aprofundar a discussão sobre a competição dentro de oligopólios, como o verificado na IEB. A principal característica dos oligopólios é a percepção de competição impregnada nos agentes do mercado. Dada uma determinada estrutura de oligopólio os agentes reconhecem a interdependência entre as suas diferentes possibilidades estratégicas e a de seus rivais. Existe, ainda, um claro conflito de interesses entre os vários participantes do mercado, uma vez que disputam recursos escassos, sejam insumos ou capacidade de compra dos consumidores. Nesse sentido, a teoria dos jogos pode prestar um auxílio valioso à análise econômica. A competição oligopolista é estudada, primeiramente, a partir da abordagem clássica dos problemas de duopólio apresentados por Cournot, Bertrand e von Stackelberg e da análise da teoria do preço limite.

5.1 Fundamentos da teoria dos jogos

A teoria dos jogos estuda o comportamento de agentes racionais quando sujeitos à tomada de decisões mutuamente interdependentes (Romp, 1997). Isto é, analisa a possibilidade de equilíbrio em situações quando há conflitos de interesse, existindo um campo amplo para sua utilização em análises econômicas. De fato, a teoria dos jogos representa uma ferramenta flexível, apoiada no rigor lógico da matemática, aplicada para diversas análises econômicas

no campo da microeconomia, macroeconomia, economia política, economia do setor público, etc.

A formalização dos primeiros problemas que podem ser identificados com a teoria dos jogos ocorreu, ainda, no século XIX, quando Cournot e Bertrand estudaram as condições de equilíbrio, dada a competição entre um pequeno número de adversários¹. No entanto, a primeira tentativa de realizar uma abordagem geral para problemas com conflitos de interesse foi apresentada pelo teorema de minimax, associado ao conceito de soluções com soma-zero para jogos com duas pessoas, por von Neumann em 1928. Mais tarde, em 1944, a teoria dos jogos começou a ser popularizada com a publicação de *Theory of games and economic behavior* (von Neumann e Morgenstern, 1944).

Após a Segunda Guerra Mundial foram publicados diversos trabalhos sobre a teoria dos jogos, muitos dos quais desenvolvidos durante o esforço de guerra. No período entre os anos 1950 e 1960 foram formalizados os principais conceitos da teoria dos jogos, tais como o Equilíbrio de Nash em 1951 e o Valor de Shapley em 1953. O impacto no pensamento econômico tornou-se evidente na década de 1970, especialmente no contexto da organização industrial, de onde a linguagem e as ferramentas da teoria dos jogos migraram do feudo microeconômico, sendo incorporadas pelas demais áreas da ciência econômica (Kuhn, 1997).

Dentre os principais conceitos da teoria dos jogos, desenvolvidos ao longo do século XX, pode-se destacar: o Equilíbrio de Nash, o tratamento da informação incompleta, a definição de jogos dinâmicos, a análise da repetição, a possibilidade de cooperação e o Valor de Shapley.

Resumidamente, pode-se dizer que num jogo finito com n jogadores existe um conjunto finito de estratégias puras que podem ser utilizadas durante a competição e que podem ser combinadas por distribuições probabilísticas para formar estratégias mistas. O **Equilíbrio de Nash** existe quando a estratégia adotada por cada jogador, seja pura ou mista, é ótima quando comparada com as estratégias dos demais participantes (Nash, 1951).

A capacidade de decisão racional dos diferentes agentes em um jogo depende da disponibilidade de informação. Em jogos com **informação incompleta** existe incerteza, em maior ou menor grau, sobre os diferentes aspectos do jogo, tais como as estratégias disponíveis

¹Os modelos propostos por estes autores são discutidos com mais detalhes adiante.

para os diferentes jogadores e seus respectivos *payoffs*. Entretanto, como cada jogador possui, mesmo que subjetivamente, uma distribuição de probabilidades para cada alternativa possível dos aspectos afetados pela incerteza, é possível adotar a regra de Bayes para estabelecer esperanças matemáticas que possam conduzir a um ponto de equilíbrio (Harsanyi, 1997).

Em **jogos dinâmicos** as estratégias são adotadas sequencialmente, implicando que cada novo movimento seja influenciado pelas ações adotadas no passado. Com isso, a disposição temporal dos diferentes jogadores possui desdobramentos na distribuição dos *payoffs* ao final do jogo. Essa característica é ilustrada adiante pelo modelo de Stackelberg para duopólios.

Diversas situações passíveis de serem examinadas através da ótica da teoria dos jogos, inclusive dentro do ambiente econômico, envolvem **interações repetitivas**. A princípio, a existência de repetições indica a possibilidade de aprendizado e de troca de informações, que possam conduzir à coordenação entre os jogadores. De fato, tanto em jogos com repetições infinitas quanto com finitas, a possibilidade de manutenção estável de colusão – por exemplo – entre os diferentes agentes é dada pela existência de estratégias que incluam punições para desvios de comportamento. A efetividade deste tipo de equilíbrio, porém, depende da credibilidade das ameaças de punição (Romp, 1997).

Em **jogos cooperativos** existe a possibilidade de criação de economias através da colaboração entre os agentes, como, exemplificando, na mitigação de riscos comuns. Em decorrência, os jogadores são associados a um conjunto de *payoffs*, que deve ser repartido entre os agentes, não importando como tal divisão se dê. O conflito deve-se ao fato de nenhum participante poder aumentar seu benefício individual sem reduzir o de um ou mais jogadores. A solução de equilíbrio em um jogo de cooperação, onde nenhum conjunto de jogadores é incentivado a abandonar o arranjo e não é capaz de obter uma solução melhor, é definido como **core** (Osborne e Rubinstein, 1994).

O resultado do jogo cooperativo depende do poder de negociação de cada jogador, que ocorre através de considerações sobre o impacto da exclusão ou manutenção de cada participante no consórcio de colaboradores. Num jogo cooperativo com *payoffs* transferíveis, o **Valor de Shapley** determina a contribuição marginal de cada jogador, de tal forma que rep-

resente o impacto de sua saída ou permanência no *payoff* dos demais participantes (Shapley, 1997).

No setor elétrico, a literatura contém várias abordagens do mercado e da concorrência através da teoria dos jogos. Ferrero et al. (1998) analisam o problema da informação incompleta num mercado competitivo de geração. Song et al. (2002) estudam o Equilíbrio de Nash em estratégias de lances para mercados bilaterais. Berry et al. (1999) abordam os diferentes comportamentos competitivos dos geradores sob condições de concorrência perfeita, imperfeita e monopólio. Araújo (2001) estudam a competição no mercado brasileiro de curto prazo, adaptando o modelo de Cournot. Azevedo e Correia (2002) aplicam jogos dinâmicos na comercialização de energia utilizando o conceito de barganha. Finalmente, como último exemplo, Moitre (2002) analisa o comportamento econômico dos geradores quando eles negociam no mercado de curto prazo.

5.2 Modelo de Cournot

O modelo de oligopólio proposto por Cournot, em 1838, supõe um mercado composto por duas firmas (F_1 e F_2) idênticas, que ofertam um mesmo produto homogêneo. Os agentes competem definindo simultaneamente quantidades estratégicas (q_1, q_2) para a oferta. O benefício é baseado nas funções de custo cq_1 e cq_2 , e na função de demanda, $p(q)$, onde q é o somatório das quantidades ofertadas por cada empresa e, assim, o preço de mercado é uma variável endógena, sendo definido com o Equilíbrio de Nash, que maximiza o benefício de cada firma frente à demanda e à atuação estratégica de seu adversário.

A demanda total, de um modo simplificado, pode ser representada pela curva inversa de demanda

$$p = \alpha - \beta q, \quad (5.1)$$

onde α e β são constantes positivas e $q = (q_1 + q_2)$ é a oferta agregada. O custo marginal de produção c é constante e o custo fixo é desconsiderado.

O benefício Π_1 de F_1 é expresso por

$$\Pi_1 = pq_1 - cq_1. \quad (5.2)$$

Substituindo a Equação 5.1 em 5.2

$$\Pi_1 = (\alpha - \beta q_1 - \beta q_2)q_1 - cq_1. \quad (5.3)$$

Da mesma forma, o benefício Π_2 de F_2 é dado como

$$\Pi_2 = (\alpha - \beta q_1 - \beta q_2)q_2 - cq_2. \quad (5.4)$$

As condições necessárias de primeira ordem que maximizam o benefício são

$$\frac{\partial \Pi_1}{\partial q_1} = \alpha - 2\beta q_1 - \beta q_2 - c = 0, \quad (5.5)$$

$$\frac{\partial \Pi_2}{\partial q_2} = \alpha - 2\beta q_2 - \beta q_1 - c = 0. \quad (5.6)$$

A solução conjunta das Equações 5.5 e 5.6, representada na Figura 5.1, fornece os seguintes valores ótimos de equilíbrio para o quantidade ofertada de cada firma

$$q_1^* = \frac{\alpha - c}{3\beta}, \quad (5.7)$$

$$q_2^* = \frac{\alpha - c}{3\beta}. \quad (5.8)$$

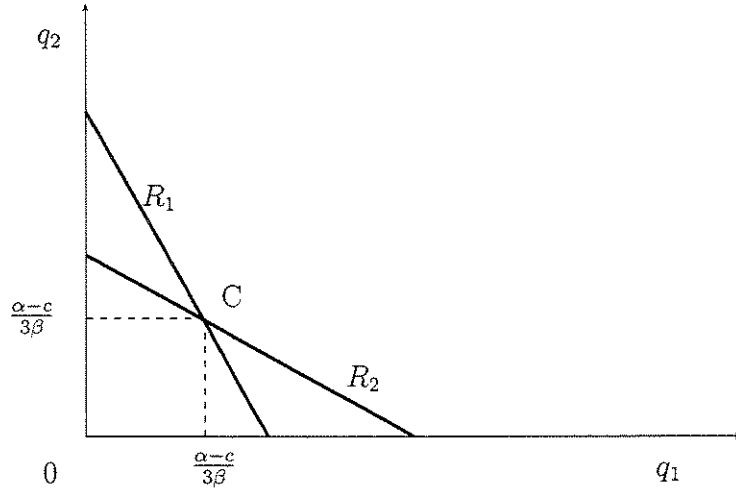


Figura 5.1: Equilíbrio de Cournot

5.3 Modelo de Stackelberg

O modelo de oligopólio de von Stackelberg (1934) trabalha com a premissa de que uma firma pode tomar para si uma posição de liderança dentro do mercado, realizando sua escolha *antes* de seus concorrentes. Como resultado, suponha-se uma situação semelhante à descrita no *modelo de Cournot*, sendo, no entanto, abandonada a restrição de movimentações simultâneas em favor de um modelo dinâmico de jogo.

A demanda total pode ser representada pela curva inversa de demanda

$$p = \alpha - \beta(q_1 + q_2). \quad (5.9)$$

Assuma-se, ainda, que cada firma é um agente racional que busca maximizar seu lucro. A competição ocorre através de uma sequência de decisões deflagradas pela iniciativa de F_1 , a firma líder. O benefício de F_2 , a firma seguidora, é dado por:

$$\Pi_2 = pq_2 - cq_2, \quad (5.10)$$

ou seja, substituindo-se a Equação 5.9 em 5.10:

$$\Pi_2 = (\alpha - \beta q_1 - \beta q_2)q_2 - cq_2. \quad (5.11)$$

Diferenciando a Equação 5.11 em relação a q_2 e igualando a zero, tem-se a condição de primeira ordem que maximiza o benefício da firma seguidora. Logo, a geração ótima desta firma, q_2^* , é dada por

$$\frac{d\Pi_2}{dq_2} = \alpha - \beta q_1 - 2\beta q_2 - c = 0, \quad (5.12)$$

$$q_2^* = \frac{\alpha - \beta q_1 - c}{2\beta}. \quad (5.13)$$

A Equação 5.13 é a função de reação da firma seguidora no modelo de Stackelberg. Ela revela a resposta ótima da firma seguidora para qualquer nível de oferta escolhido pela firma líder, que maximiza seu benefício sujeito à restrição que representa a curva de reação do seguidor. Este benefício é dado por

$$\Pi_1 = pq_1 - cq_1. \quad (5.14)$$

Substituindo-se a Equação 5.9 em 5.14, resulta

$$\Pi_1 = (\alpha - \beta q_1 - \beta q_2)q_1 - cq_1. \quad (5.15)$$

Substituindo-se, agora, a Equação 5.13 em 5.15 e reorganizando-a tem-se

$$\Pi_1 = \frac{\alpha - c}{2}q_1 - \frac{\beta}{2}q_1^2. \quad (5.16)$$

A condição de primeira ordem que maximiza o benefício da firma líder é dada, então, como

$$\frac{d\Pi_1}{dq_1} = \frac{\alpha - c}{2} - \beta q_1 = 0, \quad (5.17)$$

ou seja, sua geração ótima é dada por

$$q_1^* = \frac{\alpha - c}{2\beta}. \quad (5.18)$$

Substituindo q_1^* na Equação 5.13, pode-se redefinir a curva de reação da firma seguidora

$$q_2^* = \frac{\alpha - c}{4\beta}. \quad (5.19)$$

Sendo assim, o equilíbrio de Stackelberg é definido pela seguinte curva inversa de demanda

$$p^* = \alpha - \beta(q_1^* + q_2^*). \quad (5.20)$$

Substituindo as equações 5.18 e 5.19 em 5.92, resulta

$$p^* = \alpha - \beta \left(\frac{3}{4\beta}(\alpha - c) \right). \quad (5.21)$$

Rearranjando-a

$$p^* = \frac{\alpha + 3c}{4}. \quad (5.22)$$

A Figura 5.2 ilustra o equilíbrio de Stackelberg para o duopólio, onde R_1 é a curva de reação do líder e R_2 a curva de reação do seguidor.

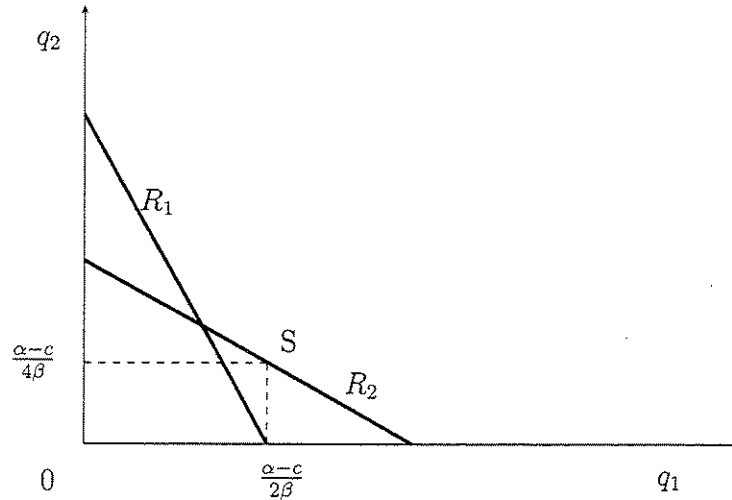


Figura 5.2: Equilíbrio de Stackelberg

É interessante notar que, para as hipóteses de custo e de demanda adotadas, o *modelo de Stackelberg* conduz, normalmente, a um resultado diferente daquele que seria encontrado aplicando-se o raciocínio de Cournot. Isso significa que as soluções possíveis num ambiente de oligopólio dependem da racionalidade e das estratégias adotadas pelos agentes. Pode-se ressaltar, ainda, que o preço de equilíbrio em Stackelberg é menor do que em Cournot, enquanto o benefício do líder cresce em detrimento do benefício da firma seguidora.

5.4 Modelo de Bertrand

Uma terceira abordagem do problema da competição em duopólio foi apresentada por Bertrand, em 1883, que reviu o problema apresentado por Cournot. Trata-se de uma análise que pode se aplicada ao mesmo mercado perfeito, com duas firmas idênticas F_1 e F_2 . Contudo, o mecanismo lógico da competição é alterado, visto que as firmas atuam no mercado fixando o preço do produto, sendo a quantidade transformada na variável endógena que será determinada pelo sistema.

Essa alteração lógica faz sentido se as firmas perceberem que seus produtos não são substitutos perfeitos, pois o mesmo método aplicado a um mercado de bens homogêneos conduz a uma solução equivalente à competição perfeita. A possibilidade de um duopólio atuar sem colusão e com preços iguais aos custos marginais caracteriza o paradoxo de Bertrand (Romp, 1997).

Por outro lado, supondo que exista um parâmetro γ definindo o grau de substituição entre os dois produtos, tal que $2 > \gamma \geq 1$, é possível supor que a oferta de cada firma seja dada pelas equações

$$q_1 = \alpha - p_1 + \gamma p_2, \quad (5.23)$$

$$q_2 = \alpha - p_2 + \gamma p_1. \quad (5.24)$$

Os benefícios continuam sendo expressos por

$$\Pi_1 = p_1 q_1 - c q_1, \quad (5.25)$$

$$\Pi_2 = p_2 q_2 - c q_2. \quad (5.26)$$

Logo, substituindo as Equações 5.23 e 5.24 em 5.25 e 5.26, respectivamente, encontra-se a condição necessária de primeira ordem que maximiza o benefício de cada firma

$$\frac{\partial \Pi_1}{\partial p_1} = \alpha + 2p_1 - \gamma p_2 + c = 0, \quad (5.27)$$

$$\frac{\partial \Pi_2}{\partial p_2} = \alpha + \gamma p_1 - 2p_2 + c = 0. \quad (5.28)$$

A solução ótima de equilíbrio, ilustrada na Figura 5.3, é dada como

$$p_1^* = \frac{\alpha + c}{2 - \gamma}, \quad (5.29)$$

$$p_2^* = \frac{\alpha + c}{2 - \gamma}. \quad (5.30)$$

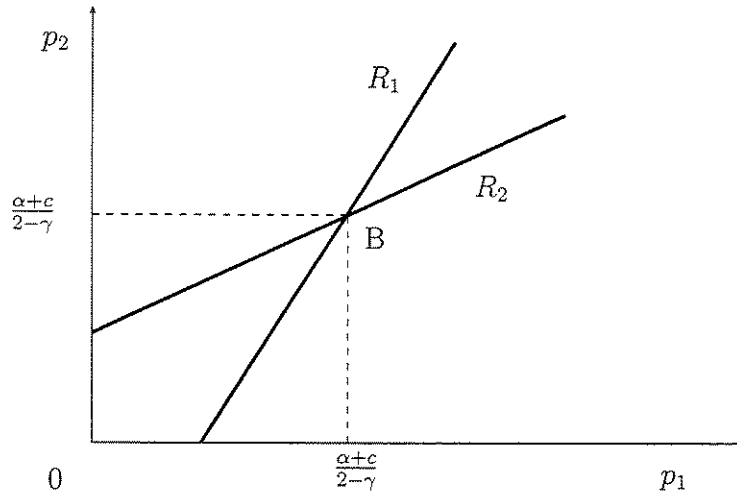


Figura 5.3: Equilíbrio de Bertrand

5.5 Barreiras à entrada

Como visto no Capítulo 4, os agentes atuantes num mercado devem levar em consideração, em suas ações estratégicas, tanto a competição real, imposta pelos adversários já estabelecidos, quanto a potencial. Os estudos de Bain (1962) e de Sylos-Labini (1962) indicaram a importância da estratégia do preço limite no reforço às barreiras de entrada de uma determinada indústria. Neste sentido, a teoria dos jogos pode prover as ferramentas necessárias para tornar mais sofisticada a análise da competição potencial.

A teoria do preço limite trabalha com o pressuposto de que os agentes estabelecidos manteriam constante seus níveis de produção. Todavia, uma análise mais detalhada revela que tal estratégia é irracional, pois a entrada de um novo agente no mercado deve provocar

alterações no equilíbrio oferta-demanda, forçando cada agente a modificar sua combinação quantidade-preço. Isso ocorre porque, com a adoção de um novo arranjo de oferta, os agentes podem encontrar uma posição melhor do que a que seria alcançada com a manutenção da produção anterior, atingindo um novo Equilíbrio de Nash (Romp, 1997).

Dessa forma, o problema de considerar a competição potencial de novos entrantes pode ser tratado como um jogo dinâmico, onde se tem uma série de subjogos separados. No primeiro subjogo, o entrante decide se ingressa ou não no mercado. No segundo, caso ocorra o ingresso, as firmas ajustam a oferta agregada conforme o modelo de oligopólio apropriado²; caso contrário, os agentes estabelecidos no mercado podem manter o nível de produção antigo. A existência de um resultado factível, baseado em estratégias racionais, ocorre quando é possível encontrar um Equilíbrio de Nash em cada subjogo. Logo, o entrante só optará pelo ingresso no mercado se puder obter lucro positivo sob a condição de concorrência do estágio seguinte. Se não, permanecerá fora do mercado. Deduz-se do exposto que o entrante ignora qualquer estratégia de preço limite, considerando-a como uma ameaça não factível.

A falha da teoria de Bain em explicar o comportamento da firma como uma possível barreira de entrada ocorre porque não é capaz de apresentar um comprometimento factível com a decisão de manter o nível atual de produção frente ao ingresso de um novo competidor. Para impedir a entrada de novos concorrentes, os agentes precisam comprometer sua estratégia futura indicando prejuízo para qualquer novo entrante. O único caminho para tanto, é adotar uma ação no presente que influencie, de forma irreversível, a competição nos estágios seguintes do jogo (Romp, 1997).

Dixit (1981) apresenta um modelo de jogo dinâmico com dois períodos: no primeiro, há um monopólio e, no segundo, se ocorrer o ingresso de um novo jogador, a competição corresponde ao modelo de Cournot. A possibilidade de comprometimento é introduzida pela realização de investimentos em capital (fixo ou humano) no primeiro período, que devem ser considerados irreversíveis e encarados como *sunk costs* na segunda etapa. Além disso, os investimentos são conhecidos por todo ou qualquer ingressante potencial e resultam na redução dos custos marginais do monopolista no último período.

²Cournot, Bertrand ou Stackelberg.

A Figura 5.4 ilustra a curva de reação do entrante frente ao comprometimento do monopolista. As quantidades de oferta de cada agente são dadas por q_E (entrante) e q_M (monopolista). R_{M1} e R_{M2} são, respectivamente, as curvas de reação do monopolista quando realiza ou não investimentos em capital. R_E é a curva de reação do entrante. Π_E é o lucro esperado do entrante, caso ingresse no mercado.

O Equilíbrio de Nash no segundo período, se o entrante ingressar no mercado e o monopolista não realizar os investimentos no primeiro estágio, é o ponto A , onde ocorre a intersecção das curvas de reação do monopolista e do entrante. Como indicado pela curva de isolucro, no ponto A o entrante obtém lucro positivo e o ingresso ocorre de fato. Entretanto, se o monopolista realizar os investimentos em capital, o ponto B indicará o Equilíbrio de Nash. Graças a custos marginais menores do monopolista, a natureza da competição na segunda etapa é alterada, reduzindo a expectativa de lucro do ingressante. No limite, quando o ponto B representar lucro zero para o novo concorrente, o ingresso não ocorre. Desta forma, o comportamento estratégico dos agentes também pode ser considerado como uma barreira de entrada, juntamente com as variáveis técnicas e institucionais.

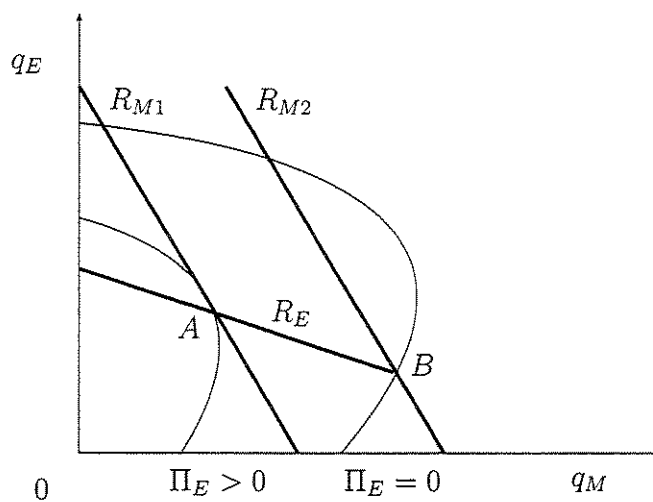


Figura 5.4: Modelo de Dixit para barreira à entrada

Por último, além dos investimentos de capital, as firmas podem adotar diferentes formas de *sunk costs* com desdobramentos na estratégia dos ingressantes. Como exemplos, podem-se citar alguns gastos que se enquadram nesta situação:

- Pesquisa e desenvolvimento;
- Propaganda e *marketing*;
- *Learnig by doing*;
- Atendimento ao consumidor e rede de distribuição.

Capítulo 6

Modelos de jogos para a indústria elétrica brasileira

A eficiência da IEB depende da combinação de alternativas ótimas em todas as atividades da cadeia produtiva. A transmissão e a distribuição são monopólios naturais e as esperanças de obtenção de eficiência econômica residem principalmente em uma boa regulação estatal. O principal campo potencial para a existência de concorrência na IEB é a geração, sendo necessário analisar as diferentes possibilidades de configuração para a concorrência neste segmento.

A geração no Brasil é dominada por um grupo pequeno de grandes empresas que operam grandes reservatórios hidrelétricos com consideráveis economias de escala, o que configura claramente um ambiente de oligopólio, ou seja, os agentes reconhecem que a competição em seu mercado é marcada pela interdependência entre as estratégias e os resultados das firmas participantes. Por essa razão, a teoria dos jogos tem sido utilizada com frequência para sua análise (Romp, 1997).

A utilização da teoria dos jogos pode auxiliar na compreensão da dinâmica do mercado e do comportamento dos agentes (Fudenberg e Tirole, 1996). Nesse sentido, a literatura apresenta três modelos clássicos de oligopólio – Cournot, Bertrand e Stackelberg – que diferem entre si pela estratégia como que os agentes operam na concorrência, resultando em distintos

equilíbrios entre a oferta e a demanda.

A escolha do modelo de competição mais apropriado depende tanto das características particulares do mercado estudado, quanto do enfoque que se busca imprimir à análise. No caso do setor elétrico, a análise do comportamento dos agentes em função da eficiência econômica¹ pode adotar dois ângulos distintos, muito embora relacionados: eficiência de curto prazo, e eficiência de longo prazo.

A análise da eficiência no curto prazo pode ser realizada através da suposição de que a capacidade de oferta e a demanda são dados exógenos, definidos historicamente, que revelam uma fotografia do mercado que permite verificar a realização ou não de cada um dos diferentes elementos que compõem a eficiência econômica. O estudo de diferentes cenários de oferta e demanda oferece análises de sensibilidade dos diversos parâmetros do mercado e é conhecida, na literatura econômica, como estática comparativa. Por outro lado, a análise da eficiência no longo prazo foca o processo de expansão da oferta e da demanda e seus condicionantes, preocupando-se com a trajetória do mercado e com a dinâmica da realização de novos investimentos e da adoção de novas tecnologias.

Este capítulo se preocupa, sobretudo, com o enfoque de longo prazo, embora discuta, mesmo que resumidamente, pela sua importância, os aspectos da eficiência de curto prazo e o estado da arte para a sua compreensão no setor elétrico.

6.1 Modelo de Cournot e equilíbrio de curto prazo

A eficiência econômica de curto prazo é definida pela interação competitiva das firmas, permeada pela atuação dos órgãos de regulação e planejamento. Tomando-se como foco a concorrência na geração, pode-se imaginar um mercado idealizado, de modo a facilitar a análise do ambiente real. Para o caso específico do mercado de curto prazo da IEB, Araújo (2001) construíram um modelo de jogo, baseado em Cournot, para representar a competição no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). O seu objetivo é analisar o comportamento dos agentes, buscando identificar os reflexos de seus movimentos estratégicos

¹Dados os elementos descritos por Campante e Fernandes (1998).

sobre a operação do mercado e sobre as variáveis chave do sistema: preço e quantidade ofertada. O foco centrou-se na simulação do comportamento dos agentes face às regras e à estrutura do MAE. Para tanto, os autores buscam apreender as características essenciais do mercado e as principais estratégias de competição de curto prazo, descrevendo-os a partir dos seguintes aspectos:

- O processo de formação do preço do MAE, que busca representar os custos marginais de operação;
- A diversidade tecnológica do parque gerador;
- A criação de encargos de capacidade;
- A existência de um Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que viabiliza a operação comercial e financeira de UHEs despachadas centralmente pelo ONS.

Viu-se, no Capítulo 3, que o MAE utiliza um conjunto de modelos de simulação e otimização para estimar *ex-ante* tanto o preço de comercialização da eletricidade no mercado *spot* quanto as quantidades a serem produzidas pela maior parte dos geradores. Entretanto, para que o MAE possa operar seu algoritmo de otimização, os consumidores² e geradores devem fornecer parâmetros técnicos e econômicos para a construção das curvas de demanda e de oferta.

Primeiramente, a quantidade mínima demandada de energia é calculada a partir de um modelo de previsão. Num segundo momento, os grandes consumidores indicam suas curvas individuais de demanda e, assim, a curva de demanda assume um formato negativamente inclinado e descontínuo em sua parte superior, conforme indicado na Figura 6.1.

²Concessionárias de distribuição e consumidores livres.

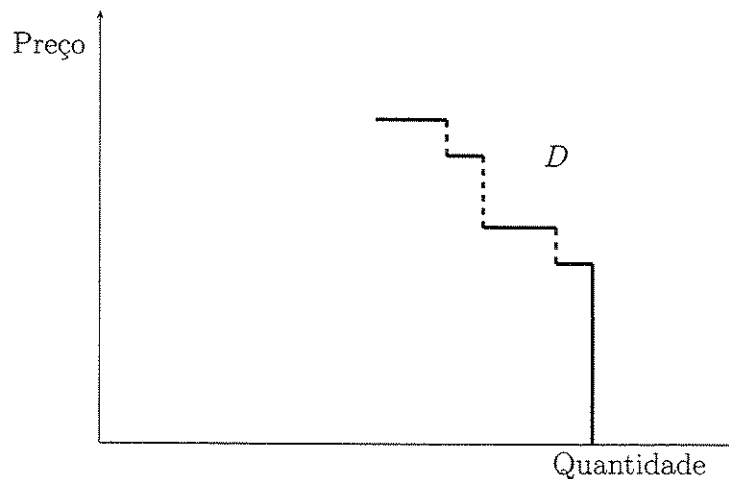


Figura 6.1: Curva de demanda de curto prazo

Pelo lado da oferta, existem três tipos básicos de tecnologias de geração³: UHEs, UTEs flexíveis e UTEs inflexíveis. Como as térmicas inflexíveis terão que ser obrigatoriamente despachadas, a energia que programam gerar é deduzida da demanda total. Em consequência, a curva de demanda total é deslocada para a esquerda neste mesmo montante (Figura 6.2), e a curva de demanda residual encontrada é aquela a ser enfrentada pelas centrais hidrelétricas e térmicas flexíveis (Araújo, 2001).

³De acordo com as regras do MAE, participariam do mercado atacadista apenas as unidades geradoras com capacidade superior a 50MW.

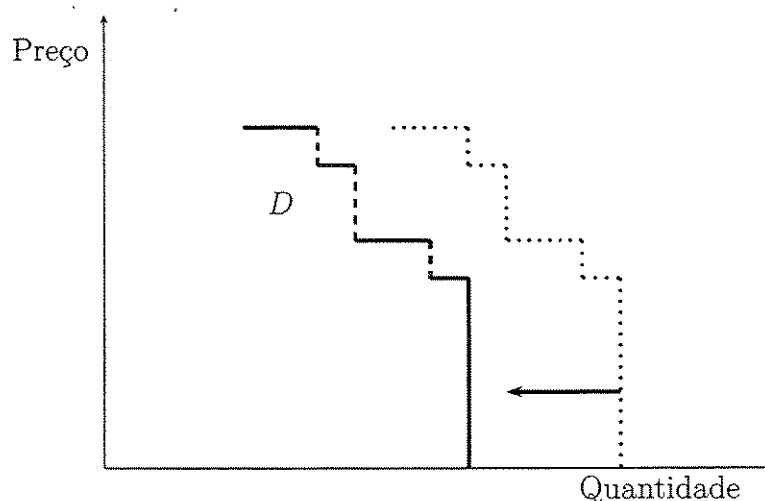


Figura 6.2: Geração inflexível e deslocamento da curva de demanda

Valendo-se das declarações de disponibilidade das demais centrais, do valor da água e do custo dos combustíveis, o modelo de otimização constrói a curva de oferta. A interseção entre esta curva e a curva de demanda residual determina o preço marginal do sistema e a quantidade a ser gerada pelas hidrelétricas e pelas térmicas flexíveis. Este também é o preço pago pela energia que as térmicas inflexíveis decidiram gerar anteriormente.

Porém, a curva de oferta é composta pela disponibilidade energética de diferentes tecnologias. Enquanto somente as UHEs são despachadas, o preço de oferta é baixo, mas a medida que ingressam as plantas termelétricas, aumenta a pressão do custo no sistema gerador, elevando, conseqüentemente o preço. A noção de uma curva de oferta positivamente inclinada é que permite aos agentes atuar estrategicamente, jogando com as disponibilidades das suas plantas. O modelo proposto por Araújo e Zendron, ainda, considera uma curva de oferta em patamares, representando individualmente as usinas (Figura 6.3). A introdução de não-linearidades torna a modelagem mais complexa; contudo, de acordo com os autores, facilita a introdução de outras não-convexidades, como o encargo de capacidade.

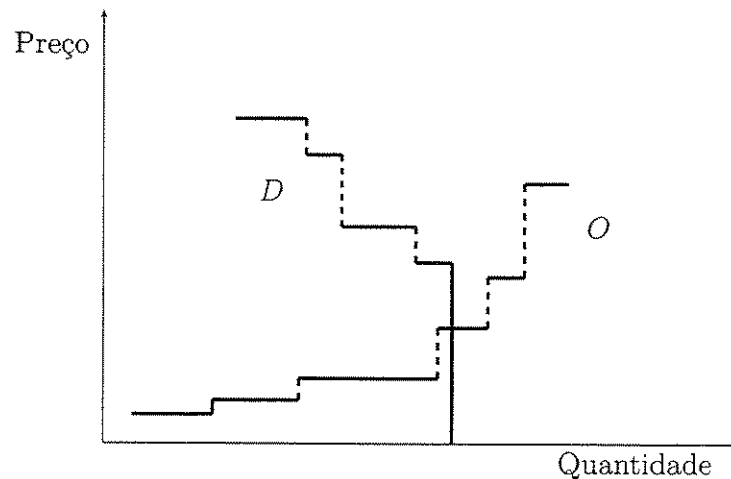


Figura 6.3: Curva de oferta de curto prazo

O encargo de capacidade é um mecanismo de remuneração das centrais que se declararam disponíveis ao despacho do ONS, independentemente de estarem gerando ou não. Este pagamento tem como objetivo incentivar o investimento em novas geradoras, dado que quando a demanda se aproxima da capacidade máxima de geração do sistema, o valor pago pelo encargo de capacidade deve aumentar. Isto é, quanto menor a diferença entre a demanda e a capacidade declarada pelas centrais, maior o valor do encargo.

O grau de liberdade dos agentes para declarar se suas plantas estão ou não aptas a gerar energia (as centrais podem estar em manutenção, por exemplo) lhes permite lucrar duplamente: declarando indisponíveis centrais de baixo custo em situações de demanda elevada, provocam o aumento do preço de curto prazo, dado pelo custo marginal e – caso a folga de capacidade seja reduzida – conseguem elevar significativamente o encargo de capacidade.

Além dos aspectos mencionados, o modelo contempla também a existência do MRE. O Mecanismo de Realocação de Energia foi criado com o objetivo de garantir a viabilidade financeira das centrais hidrelétricas. Regras preestabelecidas determinam a redistribuição da geração de energia, de tal forma que cada uma das centrais participantes tenha garantida pelas demais uma quantidade de eletricidade para comercializar, mesmo nos períodos de baixa hidraulicidade na sua região. Esta realocação de energia é rateada entre as UHEs

baseada em uma tarifa estabelecida pela Aneel, que deve cobrir a remuneração pelo uso dos recursos hídricos, custos variáveis das usinas, encargos e tributos sobre a produção.

Por outro lado, o trabalho de Araújo e Zendron não se preocupou com a inclusão das restrições de transmissão e das restrições intertemporais das unidades hidrelétricas, que têm impacto na operação do mercado e na estratégia dos agentes. As restrições de transmissão podem criar submercados isentos de competição entre agentes, ou seja, um deles pode se beneficiar da proximidade do mercado e de restrições de transmissão de forma a ser tornar um monopolista local. Como suas plantas são obrigadas a gerar energia para atender a demanda regional, o agente pode exercer poder de mercado e obter lucros extraordinários. Com esta perspectiva, os agentes também podem manipular sua declaração de capacidade a fim de provocar restrições de transmissão. No caso das restrições intertemporais das hidrelétricas, a operação dos reservatórios e a decisão de gerar energia em diferentes momentos podem ser usadas para influenciar o preço no mercado atacadista, em favor do agente. A inclusão dessa estratégia intertemporal dos agentes que possuem centrais hidráulicas dificulta a modelagem porque multiplica a dimensão do problema pelo número de períodos a se considerar.

O modelo de Araújo e Zendron, resumidamente, representa o MAE a partir de atores heterogêneos, distribuídos entre firmas que atuam sob estratégias oligopolistas e uma franja de pequenos agentes com comportamento competitivo. Esta abordagem oferece grande liberdade para a simulação de diversas alternativas de perfis de competição, aumentando as possibilidades de pesquisa do modelo. Ademais, os agentes estratégicos possuem um portfólio de unidades geradoras que podem ser declaradas disponíveis de acordo com a estratégia de maximização dos lucros, que é composto pela receita da venda de energia e pelo encargo de capacidade. O tratamento conjunto destes dois componentes do lucro representa uma grande contribuição do modelo.

As simulações realizadas por Araújo e Zendron mostraram que é possível, dadas as regras então vigentes no MAE, o exercício de poder de mercado através da seleção estratégica da disponibilidade de plantas geradoras, buscando elevar o valor pago pelo encargo de capacidade. Isto demanda do regulador uma atenção especial para as declarações de disponibilidade. Para reduzir a probabilidade de detecção, os agentes geradores podem adotar uma

estratégia probabilística. De acordo com os autores, o problema é tanto maior quanto maior a concentração no mercado, perdendo importância quando há um grande número de agentes similares.

As regras utilizadas pelo MAE encerram, portanto, um conflito inerente entre o mecanismo adotado para promover a atração de investimentos em nova capacidade e a oferta de energia a preços razoáveis. Além de parecer aconselhável que o encargo de capacidade assumira outras formas, verifica-se que o grau de concentração no mercado afeta a capacidade disponível e os lucros, embora seu impacto seja pouco claro devido à existência de equilíbrios múltiplos, pois em algumas circunstâncias a concentração do mercado pode liderar um incremento do lucro ou da oferta de capacidade. Por outro lado, a dispersão da distribuição de falhas é um dado técnico do sistema e foi investigada apenas para analisar seus efeitos, ou seja, uma grande dispersão induz maior oferta, porém maior risco de perda de carga.

6.2 Modelo de Stackelberg e equilíbrio de longo prazo

O modelo de Stackelberg mostra-se interessante para se analisar a eficiência econômica de longo prazo do mercado gerador de eletricidade, porque incorpora a utilização de promessas ou ameaças pelos agentes (Romp, 1997), já que a curva de reação da firma F_1 é construída com base na possibilidade de resposta (contra-ataque) da firma F_2 . Como nem todas as ameaças ou promessas de que os agentes dispõem são críveis, uma vez que não oferecem vantagens para sua adoção, as estratégias factíveis estão restritas ao comportamento racional de maximização dos lucros, que pode ser representado por uma função de reação. Existe um conjunto finito de Equilíbrios de Nash para as diferentes combinações de estratégias possíveis de competição e a de cada jogador deve ser uma resposta ótima para as estratégias dos demais.

A expansão da oferta de energia elétrica ocorre através da construção de unidades geradoras que são associadas a faixas de geração ótimas e qualquer produção fora delas (diferente de zero) resulta em ineficiência técnica. Significa que o início da construção de uma usina representa um sinal claro e factível de produção futura, influenciando, portanto, as decisões

de investimentos futuros.

No caso específico do Brasil, além disso, a liberação de novos empreendimentos de geração depende da concessão do Estado, cujo processo de liberação normalmente ocorre através de licitações públicas na forma de leilões, que podem englobar uma ou várias usinas em um mesmo processo. Em todo caso, numa trajetória eficiente, espera-se que as usinas mais econômicas sejam liberadas antes das demais, significando que, dado um conjunto de usinas licitadas, os primeiros empreendimentos representam a expectativa de maiores retornos e devem ser disputados com maior interesse pelos agentes. Logo, as empresas mais eficientes e com melhores condições de financiamento devem assumir o papel de líderes e assegurarem os empreendimentos mais rentáveis até o ponto de Equilíbrio de Nash.

É claro que o jogo que descreve a disputa em torno da licitação das diferentes plantas geradoras depende do desenho de leilão adotado, mas supondo que se trate de um desenho eficiente, ou próximo disso, a firma que possuir posição de mercado suficiente para exercer a liderança deve ser a vencedora da licitação⁴. Concluída a licitação dos blocos de energia que correspondem ao Equilíbrio de Stackelberg, o líder abandona a disputa e permite o investimento dos demais agentes.

Vê-se que a utilização do modelo de oligopólio de Stackelberg, sem alterações, representa uma grande simplificação da realidade, mas que pode ser empregado num mercado idealizado para analisar alguns aspectos da competição na geração elétrica, procurando identificar o comportamento racional dos agentes do setor frente a uma alteração da demanda. Para isso, são apresentadas duas situações:

- Os agentes podem modular livremente sua oferta de energia sem a necessidade de investimentos produtivos;
- A expansão da oferta é condicionada à realização de tais investimentos.

Imagine-se um duopólio em equilíbrio de Stackelberg definido como:

$$q_1^* = \frac{\alpha - c}{2\beta}, \quad (6.1)$$

⁴Desprezando a possibilidade da *maldição do ganhador*, quando a licitação é encerrada com um valor que resulta em retornos futuros negativos.

$$q_2^* = \frac{\alpha - c}{4\beta}. \quad (6.2)$$

Suponha-se, agora, que ocorra um crescimento da demanda tal que a função inversa passe a ser representada por:

$$\bar{p} = \bar{\alpha} - \beta(\bar{q}_1 + \bar{q}_2), \quad (6.3)$$

com

$$\bar{p} = p + \Delta p, \quad (6.4)$$

$$\bar{q}_2 = q_2 + \Delta q_2, \quad (6.5)$$

$$\bar{q}_1 = q_1 + \Delta q_1, \quad (6.6)$$

$$\bar{\alpha} = \alpha + \Delta\alpha \quad (6.7)$$

A solução de Stackelberg para as novas condições de mercado é dada da mesma forma que anteriormente, ou seja

$$\bar{\Pi}_2 = \bar{p}\bar{q}_2 - c\bar{q}_2, \quad (6.8)$$

$$\bar{\Pi}_2 = (\bar{\alpha} - \beta\bar{q}_1 - \beta\bar{q}_2)\bar{q}_2 - c\bar{q}_2, \quad (6.9)$$

$$\frac{d\bar{\Pi}_2}{d\bar{q}_2} = \bar{\alpha} - \beta\bar{q}_1 - 2\beta\bar{q}_2 - c = 0, \quad (6.10)$$

$$\bar{q}_2^* = \frac{\bar{\alpha} - \beta\bar{q}_1 - c}{2\beta}, \quad (6.11)$$

$$q_2^* + \Delta q_2^* = \frac{\alpha - \beta q_1 - c}{2\beta} + \frac{\Delta\alpha - \beta\Delta q_1}{2\beta}, \quad (6.12)$$

$$\Delta q_2^* = \frac{\Delta\alpha - \beta\Delta q_1}{2\beta}. \quad (6.13)$$

Pelo mesmo caminho, pode-se verificar que

$$\Delta q_1^* = \frac{\Delta\alpha}{2\beta}. \quad (6.14)$$

Substituindo-se a Equação 6.14 em 6.13, resulta

$$\Delta q_2^* = \frac{\Delta\alpha}{4\beta}. \quad (6.15)$$

Logo

$$\Delta q^* = \Delta q_1^* + \Delta q_2^* = \frac{3\Delta\alpha}{4\beta}, \quad (6.16)$$

$$\Delta p^* = \Delta\alpha - \beta\Delta q^* = \frac{\Delta\alpha}{4}. \quad (6.17)$$

Para o modelo de Stackelberg essa é a estratégia ótima das firmas, uma vez que oferece a maximização do lucro, mas, socialmente, representa a utilização de poder de mercado para restringir a oferta e forçar a obtenção de lucros extraordinários, caracterizando um mercado imperfeito.

Imagine-se que a expansão da oferta deve ser precedida de investimentos produtivos. Suponha que não existam custos ou risco na implementação do investimento e que o tempo necessário para tanto seja insignificante, sendo a única restrição a de que as firmas devem decidir pela realização de investimentos antes de aumentar sua oferta. Essa decisão pode ser tomada a qualquer tempo, mas, uma vez realizada, não pode ser cancelada, restrição que propicia um sinal de mercado para a realização de colusão, se as firmas não quiserem se arriscar a uma investida surpresa de seu adversário. Existem, portanto, duas estratégias possíveis:

1. Esperar, sinalizando com um acordo para elevar os preços do mercado;
2. Tomar a iniciativa de expandir sua produção, desencadeando um novo equilíbrio de Stackelberg.

A Figura 6.4 ilustra o formato do jogo que representa tal situação. Caso a firma líder F_1 escolha não realizar novos investimentos, a iniciativa é transferida para a firma seguidora F_2 , que pode investir ou não. O equilíbrio de Nash ocorre quando os agentes não possuem incentivos para alterar suas posições no mercado, existindo pelo menos três possibilidades:

1. Não ocorrem novos investimentos (S_1);
2. F_2 assume o papel de líder (S_2);

3. F_1 mantém sua liderança (S_3).

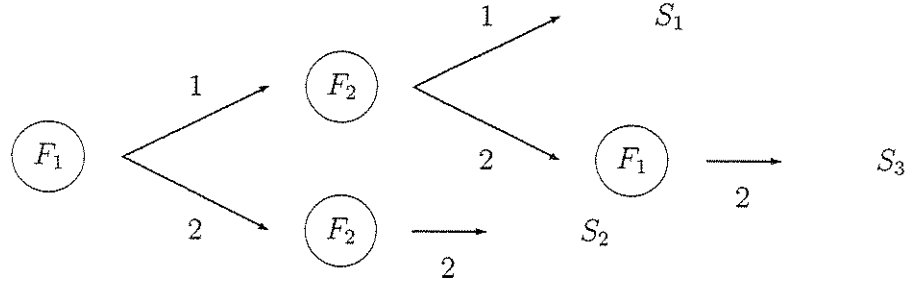


Figura 6.4: Estratégias possíveis diante da expansão da demanda

Os benefícios obtidos pelas firmas F_1 e F_2 , para cada uma destas três possibilidades, são dados por:

$$\bar{\Pi}_{11} = (p + \Delta\alpha)q_1, \quad (6.18)$$

$$\bar{\Pi}_{12} = \left(p + \frac{\Delta\alpha}{4}\right) \left(q_1 + \frac{\Delta\alpha}{4\beta}\right), \quad (6.19)$$

$$\bar{\Pi}_{13} = \left(p + \frac{\Delta\alpha}{4}\right) \left(q_1 + \frac{\Delta\alpha}{2\beta}\right), \quad (6.20)$$

$$\bar{\Pi}_{21} = (p + \Delta\alpha)q_2, \quad (6.21)$$

$$\bar{\Pi}_{22} = \left(p + \frac{\Delta\alpha}{4}\right) \left(q_2 + \frac{\Delta\alpha}{2\beta}\right), \quad (6.22)$$

$$\bar{\Pi}_{23} = \left(p + \frac{\Delta\alpha}{4}\right) \left(q_2 + \frac{\Delta\alpha}{4\beta}\right). \quad (6.23)$$

É possível verificar que o valor de $\bar{\Pi}_{12}$ será sempre inferior ao de $\bar{\Pi}_{13}$. Da mesma forma, $\bar{\Pi}_{22}$ será sempre superior a $\bar{\Pi}_{23}$. Logo, $\bar{\Pi}_{12}$ e $\bar{\Pi}_{23}$ são opções dominadas. O equilíbrio de Nash vai depender da relação entre os valores de $\bar{\Pi}_{11}$ e $\bar{\Pi}_{13}$ e entre os valores de $\bar{\Pi}_{21}$ e $\bar{\Pi}_{22}$. Quando $\bar{\Pi}_{13}$ for maior que $\bar{\Pi}_{11}$, F_1 realizará novos investimentos. Paralelamente, quando o valor de $\bar{\Pi}_{22}$ for maior que $\bar{\Pi}_{21}$ a melhor alternativa da F_1 é investir, não permitindo que a F_2 assuma a liderança.

Os valores de $\bar{\Pi}_{1i}$ e $\bar{\Pi}_{2i}$ ($i = 1, 2, 3$) variam em função da expansão da quantidade demandada. A condição que $\bar{\Pi}_{11}$ seja maior que $\bar{\Pi}_{13}$ é dada por

$$p^* q_1^* + \Delta\alpha q_1^* > p^* q_1^* + p^* \frac{\Delta\alpha}{2\beta} + q_1^* \frac{\Delta\alpha}{4} + \frac{\Delta\alpha^2}{8\beta}. \quad (6.24)$$

Reagrupando os termos da Desigualdade 6.24, tem-se

$$\frac{\Delta\alpha}{4} < \frac{3}{2}\beta q_1^* - p^*. \quad (6.25)$$

Como

$$q_1^* = \frac{2}{3}q^*, \quad (6.26)$$

$$p^* = \frac{\beta q^*}{3} + c, \quad (6.27)$$

pode-se reescrever a Desigualdade 6.25 em função de q^*

$$\Delta\alpha < \frac{8}{3}\beta q^* - 4c. \quad (6.28)$$

Logo, quando $\Delta\alpha$ for maior que $\frac{8}{3}\beta q^* - 4c$, o valor de $\bar{\Pi}_{13}$ supera o de $\bar{\Pi}_{11}$, incentivando F_1 à realizar novos investimentos. Por outro lado,

$$\bar{\Pi}_{21} > \bar{\Pi}_{22} \quad (6.29)$$

implica, após a substituição das Equações 6.21 e 6.22 em 6.29, em

$$p^* q_2^* + \Delta\alpha q_2^* > p^* q_2^* + p^* \frac{\Delta\alpha}{2\beta} + q_2^* \frac{\Delta\alpha}{4} + \frac{\Delta\alpha^2}{8\beta}. \quad (6.30)$$

Rearranjando os termos de 6.30 obtém-se

$$\frac{\Delta\alpha}{4} < \frac{3}{2}\beta q_2^* - p^*. \quad (6.31)$$

Como

$$q_2^* = \frac{1}{3}q^*, \quad (6.32)$$

e p^* pode ser calculado através da Equação 6.27, pode-se reescrever a Desigualdade 6.31 em função de q^* . Isto é,

$$\Delta\alpha < \frac{2}{3}\beta q^* - 4c. \quad (6.33)$$

Logo, enquanto o incremento $\Delta\alpha$ não atingir um valor superior a $\frac{2}{3}\beta q^* - 4c$, o mercado permanece em equilíbrio sem que ocorram novos investimentos. Quando $\Delta\alpha$ ultrapassar este valor, F_1 exerce a liderança provocando um novo equilíbrio de Stackelberg. A Figura 6.5 mostra o comportamento típico das curvas de $\bar{\Pi}_{21}$ e $\bar{\Pi}_{22}$, considerando β e c como constantes dadas.

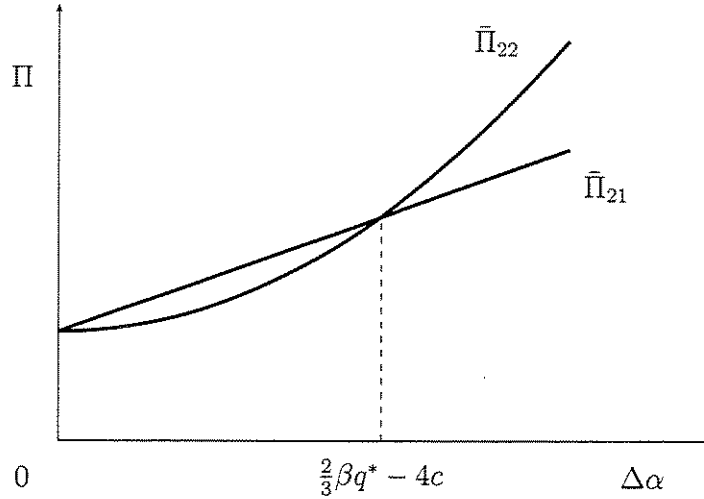


Figura 6.5: Comportamento do benefício da firma 1 em função de $\Delta\alpha$.

O comportamento dos agentes traduz uma trajetória ineficiente economicamente, uma vez que a maximização do lucro é obtida através da utilização do poder de mercado para restringir a oferta e inflar o preço. O excedente gerado por tal operação é todo incorporado pelos geradores em detrimento dos consumidores.

6.3 Modelo de Stackelberg com participação estatal

Além da intervenção através de políticas energéticas e da regulação, o Governo pode atuar diretamente na geração através de empresas estatais. O primeiro impulso das reformas no setor elétrico previa a privatização completa da IEB, mas esse processo foi interrompido em 2002, preservando uma grande parcela, majoritária, da capacidade de geração instalada, que pode ser utilizada para intervir na dinâmica da competição. Dada a possibilidade de

utilização das empresas estatais na intervenção do equilíbrio de mercado no setor elétrico brasileiro, a literatura alerta para o risco de dois resultados possíveis: a captura das empresas estatais por interesses menores de grupos políticos e a substituição dos investimentos privados por públicos.

Sabidamente, a lógica do poder no Estado, descrita na regulação⁵, possui reflexos na direção das empresas estatais. Grupos dominantes de interesses organizados influenciam a composição orgânica das empresas e seu comportamento competitivo. Entretanto, é possível, mesmo sob tais condições, a existência de administrações competentes e eficientes em empresas de capital público.

Na verdade, dentro do ambiente de mercado, empresas públicas e privadas são igualmente sujeitas à má administração e à ingerência de influências passionais na nomeação de gerentes. Em todo caso, no longo prazo, o processo de seleção natural do mercado elimina tais empresas, podendo-se supor que a permanência de empresas estatais no mercado competitivo esteja sujeita a uma administração competente.

Dentro da atual conjuntura do mercado elétrico brasileiro, empresas de capital estatal têm demonstrado competitividade e agressividade na obtenção de novos mercados, o que não significa que as empresas públicas operem no mercado com a mesma lógica das privadas. Mesmo porque estão sujeitas aos interesses do Governo, cujo objetivo principal, embora sofrendo variações históricas, tem sido a maximização dos impactos de políticas públicas para o fornecimento de energia elétrica, sobretudo a maximização da oferta de eletricidade minimizando o investimento público.

Em outras palavras, diz-se que a existência da diferenciação lógica na operação de empresas estatais e privadas significa que as empresas estatais poderiam ser induzidas a trabalhar com taxas de lucro menores que a iniciativa privada. Pires et al. (2002) alegam que tal comportamento acabaria configurando uma barreira à entrada de novos investimentos e que uma solução intermediária seria um modelo com privatizações na margem, onde os agentes privados operam majoritariamente em parceria com empresas públicas. A lógica dessa alternativa é agregar os recursos privados para a expansão do sistema, evitando-se que sejam

⁵Ver Capítulo 3.

direcionados para privatizações, que não contribuem para a expansão da oferta. Trata-se de uma solução semelhante à que tem sido adotada para projetos de linhas de transmissão no Brasil.

Uma outra alternativa é o estabelecimento de regras de comercialização que garantam que o mercado elétrico brasileiro funcione de modo semelhante ao modelo de Stackelberg e que as empresas estatais sejam induzidas a ceder a liderança (iniciativa) para o conjunto das firmas privadas. Imagine-se um mercado com uma estrutura duopólica, dividido entre a firma F_1 , que representa o conjunto de geradores privados e desempenha o papel de líder, e a firma F_2 , que agrega o de empresas estatais.

O desenho da função objetivo da firma F_2 é histórico e depende, conforme já foi comentado, das políticas econômicas do Governo, que pode adotar uma postura fiscal expansionista ou não. A escolha governamental, por sua vez, não é trivial e deve ser ponderada à luz de aspectos econômicos – tais como a relação entre a taxa de juros e a dívida pública, a inflação, a disponibilidade de crédito e os multiplicadores do investimento na atividade econômica e na arrecadação – e políticos – dada a relação íntima do fornecimento de eletricidade com o bem-estar da sociedade e com o funcionamento da economia. De qualquer modo, a manutenção de longos períodos de déficit público pode se tornar insustentável. No caso brasileiro, Carvalho (2001) demonstra que a União tem pago taxas de juros bem superiores aos retornos de seus investimentos, prejudicando a capacidade de financiamento de novos investimentos e drenando recursos que poderiam ser gastos em outras áreas que não o serviço da dívida.

Assim, pode-se considerar que, dado um cenário de crédito restrito, o Governo deve esperar receitas de seus empreendimentos capazes, pelo menos, de remunerar o financiamento e parte do serviço da dívida já contraída. Logo, imagine-se que a firma F_2 esteja sujeita à mesma função objetivo de F_1 , ou seja, maximizar o lucro dado por:

$$\Pi_2 = pq_2 - cq_2. \quad (6.34)$$

Suponha-se, ainda, que o Governo regule a atuação de F_2 , estabelecendo que o direito de iniciativa (liderança) no mercado pertence à F_1 , e impondo a seguinte restrição de produção:

$$q_2 = \frac{\alpha - \beta q_1 - p}{\beta}. \quad (6.35)$$

O objetivo destas medidas é conciliar os interesses das firmas estatais com os do Governo, enquadrando-as dentro da política energética de maximizar a oferta ao mínimo investimento público. Sendo assim, o preço de fechamento do mercado pode ser fixado independentemente da oferta de F_1 , permanecendo igual ao preço de equilíbrio p^* , e F_1 passa a enxergar o mercado como uma firma *price-taker*. De acordo com a teoria microeconômica (Varian, 1992), uma firma *price-taker* varia sua oferta em função do preço e, sempre que ele estiver acima do custo marginal, a produção é elevada até que ocorra a igualdade entre os dois.

Imagine-se, agora, que a demanda por energia aumentou, de tal forma que possa ser representada pela seguinte função inversa

$$p^* = \alpha + \Delta\alpha - \beta(q_1 + \Delta q_1 + q_2 + \Delta q_2). \quad (6.36)$$

Note-se que, na situação proposta, o preço deixa de ser variável, assumindo um valor constante de equilíbrio igual ao custo marginal das firmas. As receitas de F_1 e F_2 , porém, devem sofrer uma alteração correspondente à

$$\Delta\Pi_1 = p^*\Delta q_1 - c\Delta q_1, \quad (6.37)$$

$$\Delta\Pi_2 = p^*\Delta q_2 - c\Delta q_2. \quad (6.38)$$

A Figura 6.6 oferece uma visualização gráfica da variação no benefício agregado das firmas Π , que pode ser identificado com a área entre o preço de fechamento p^* e a curva de oferta agregada O . Quando ocorre o deslocamento da demanda D para $\bar{D}$, o preço permanece constante e a variação no benefício $\Delta\Pi$ é dada pela área achureada entre p^* e as curvas de oferta O e de oferta expandida $\bar{O}$.

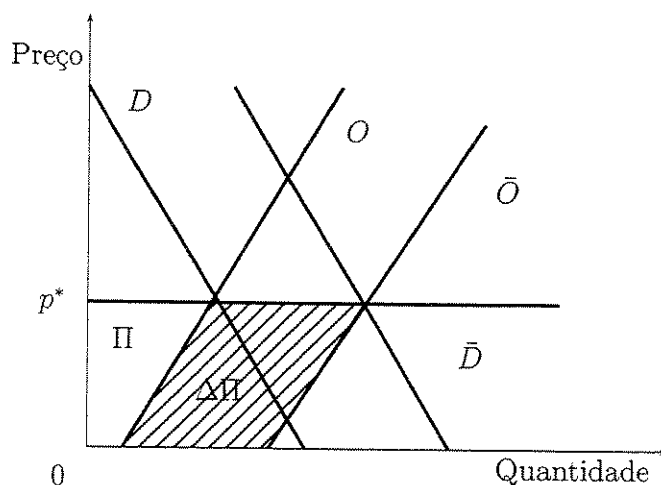


Figura 6.6: Variação do benefício agregado $\Delta\Pi$ em função da demanda

Sendo assim, face ao crescimento da demanda, a firma líder pode definir a expansão de sua oferta privada Δq_1 tal que $0 \leq \Delta q_1 \leq \frac{\Delta\alpha}{\beta}$. Como não é mais possível exercer poder de mercado para manter o preço em patamares elevados, a melhor alternativa para a firma líder é ocupar toda a nova demanda. Dessa forma, neste modelo extremamente simplificado, as empresas estatais não precisam realizar investimentos para que a totalidade da demanda seja atendida, tendo sido alcançado o objetivo governamental de se maximizar a oferta, minimizando-se o investimento estatal.

Entretanto, a demonstração acima partiu de um ponto de equilíbrio p^* dado. Não existem, no entanto, garantias de que p^* corresponda realmente ao custo marginal, c , das firmas. Nesse caso, embora a utilização das estatais contestando o poder de mercado possa obter sucesso na interrupção da prática de poder de mercado, ele pode perpetuar indefinidamente um desequilíbrio inicial.

Nesse sentido, é possível a combinação do modelo acima com os de regulação por incentivo para se obter uma gradual redução no valor de p^* . Além do que, como as empresas estatais operam dentro do mercado, é relativamente fácil verificar se o preço de equilíbrio continua oferecendo a possibilidade de lucro extraordinário. Há também o fato que, com

a impossibilidade de imprimir uma dinâmica ascendente ao preço, a competição entre os agentes privados deve se tornar mais agressiva, aumentando o incentivo para a apropriação de todas as possibilidades de lucro.

Assim, a maior competição entre as empresas tende a conduzir o preço de equilíbrio para o custo marginal e, conseqüentemente, é possível supor que a permanência de empresas estatais e privadas num mesmo ambiente competitivo não resulte, necessariamente, na formação de uma barreira a novos investimentos. Pelo contrário, ela pode resultar em equilíbrios não originados da prática de poder de mercado.

É interessante notar que a eficiência econômica pode ser obtida através de uma alteração na lógica competitiva dos agentes, não dependendo de nenhuma modificação estrutural, razão pela qual o Estado não precisa possuir, de fato, a capacidade de garantir o suprimento total da demanda não atendida pela iniciativa privada para interferir no equilíbrio do mercado. Basta que os agentes considerem que tal ameaça seja real. Esta é uma visão paralela à proposta pela teoria dos mercados contestáveis (Baumol, 1982), onde a concorrência potencial de empresas externas ao mercado e a possibilidade de entrada e saída sem custos irrecuperáveis (*sunk costs*) limitam a prática de poder de mercado.

A indústria de geração elétrica brasileira não comporta as premissas de Baumol (Vinhaes e Santana, 2000). Contudo, a contestabilidade pode ser exercida pelas empresas estatais que permaneceram no mercado, pois caso os agentes privados acreditem no compromisso público de garantir o suprimento da demanda, não haverá prática de poder de mercado para elevar artificialmente o preço.

6.4 Considerações sobre a concorrência com estrutura mista

A IEB ocupa uma posição central no funcionamento da economia nacional e no bem-estar da população, pois a expansão da oferta de energia elétrica é uma condição necessária para o crescimento e desenvolvimento econômico do Brasil. A importância estratégica do setor

elétrico motivou as reformas estruturais na IEB, iniciadas na década de 1990, processo cujo maior desafio é o de estabelecer as condições para a expansão da oferta de eletricidade numa trajetória economicamente eficiente.

As alternativas puras de configuração da indústria, expressas pelo monopólio estatal e pelo livre mercado sem interferência do Estado, possuem fragilidades significativas. A administração estatal centrada em planejamento determinativo de longo prazo demonstrou, na experiência brasileira, um viés para sobre investimento. Além disso, a política setorial foi freqüentemente determinada por políticas macroeconômicas de controle inflacionário e atração de divisas internacionais. O livre mercado, por sua vez, é dominado por uma estrutura competitiva imperfeita e sujeita à prática abusiva de poder de mercado, sendo a regulação estatal incapaz de acompanhar as manobras evasivas da iniciativa privada. Assim, a alternativa de se adotar uma estrutura mista não deve ser ignorada *a priori*.

O presente trabalho busca iniciar um debate sobre a possibilidade efetiva de se promover a eficiência econômica a partir da estrutura atual da IEB brasileira. O modelo de mercado de geração apresentado não incluiu as diferenças de tempo entre a decisão de investimento e a realização da demanda e a incerteza resultante. O objetivo deste modelo é identificar elementos da racionalidade dos agentes na concorrência e suas influências na eficiência do mercado. De fato, verifica-se que as sinalizações de mercado, dadas através de promessas e ameaças, influenciam o comportamento competitivo dos agentes, podendo ser incorporadas pelo Estado para contestar o poder de mercado dos oligopólios e facilitar o esforço regulatório.

A permanência de firmas estatais operando sob a lógica pública pode conduzir o comportamento estratégico dos agentes para uma trajetória economicamente eficiente. Todavia, como existe o risco da atuação do Estado inibir investimentos privados através do efeito deslocamento, é interessante analisar a possibilidade de ajustes na participação efetiva das estatais na geração elétrica.

Uma alternativa possível é a configuração de um mercado de contratos de longo prazo (PPA's). A realização de acordos comerciais com os consumidores é suficiente para estabelecer o nível de oferta e o preço de mercado, mesmo antes da implementação dos empreendimentos físicos. Uma vez fixada a oferta agregada, as empresas estatais poderiam negociar

os contratos com os agentes privados, modulando a participação pública no mercado, o que garantiria ao Estado a flexibilidade necessária para atuar dentro do mercado como um agente contestador.

Contudo, a utilização do mercado de contratos para viabilizar a flexibilidade necessária para a utilização das empresas estatais na contestação do mercado de geração elétrica depende da consolidação de um mercado de longo prazo. A grande volatilidade do preço *spot* da energia elétrica tem dificultado a utilização de prazos mais alongados nos contratos de eletricidade. De fato, a percepção de risco dos agentes é elevada, prevalecendo a incerteza sobre o comportamento futuro dos preços. Nesse sentido, a implementação do comprador único no mercado de energia elétrica (MME, 2003) – *o pool* – pode conferir maior poder ao lado da demanda e viabilizar a expansão dos prazos de contratos.

Consolidado o mercado a termo, o setor elétrico precisará de mecanismos para permitir a livre negociação de contratos entre os agentes privados e estatais. É importante lembrar, ainda, que a atuação do Estado na produção de eletricidade visa contestar à prática de poder de mercado, mas não deve inibir a iniciativa privada no setor.

A utilização de leilões periódicos de contratos pode garantir a flexibilidade necessária para a modulação da participação estatal no mercado e permitir a coleta de informações extras sobre o comportamento da demanda e oferta de eletricidade. Vale lembrar que a realização de transações comerciais envolve necessariamente a troca de informações e os leilões podem ser formatados para revelar um conjunto específico das que se julgue interessantes.

Vê-se que um estudo complementar sobre a teoria dos leilões pode auxiliar na elaboração de um ambiente de comercialização de contratos de energia elétrica que permita ao Estado e às empresas estatais obterem informações sobre o comportamento da demanda e sobre o nível de oferta das empresas privadas.

Capítulo 7

Conclusões e considerações finais

No presente trabalho, busca-se analisar a competição na Indústria Elétrica Brasileira, condicionada pela existência de uma estrutura onde participam empresas de capital privado e estatal, e indicar alternativas factíveis para a obtenção de uma trajetória de expansão economicamente eficiente no longo prazo. Para tanto, o mercado de energia elétrica é descrito como um ambiente competitivo de Stackelberg, sendo a intervenção estatal incorporada e considerada parte das regras do jogo.

Como o estudo das características estruturais da IEB indica a possibilidade de exercício de poder de mercado e a necessidade da atuação do Estado para inibi-la, estuda-se os diversos instrumentos para a existência da eficiência, seja a competição econômica, a regulação, o planejamento, o desenho do mercado¹ ou a manipulação estratégica das estatais, considerada como uma opção de regulação interna ao mercado. A importância de cada um destes condicionantes está associada ao contexto histórico estrutural e tecnológico da indústria elétrica e à existência de fatores geradores de ineficiência dentro do setor elétrico, quais sejam:

- Incerteza;
- Falhas de mercado;
- Estratégias oligopolistas.

¹Utilização de diferentes formatos de leilões na comercialização de energia elétrica.

A incerteza do mercado é resultado da existência de um componente temporal nas atividades das firmas, bem como da estrutura do ambiente competitivo em que a empresa está inserida, marcada pela fluidez e pela desconcentração das decisões e da informação. Em síntese, a existência de incerteza permite, apenas, a adoção de uma racionalidade limitada pelos agentes, sendo preciso haver uma articulação entre um múltiplo de estratégias, de políticas e de mercados.

De afirmativo, sabe-se que num ambiente marcado pela incerteza existe a convivência de estratégias ofensivas e defensivas, estas marcadas pela busca de flexibilidade e pela redução de incerteza através da colusão e cooperação entre empresas. De acordo com Keynes (1983), os reflexos da incerteza no ambiente econômico podem resultar na demanda por liquidez e em equilíbrios abaixo do nível de pleno emprego. Por outro lado, mesmo com subemprego da renda na indústria, Steindl (1983) demonstra que os agentes, individualmente, podem trabalhar com excesso de capacidade, também como um desdobramento da incerteza.

Ademais, os mercados do mundo real dificilmente podem atender aos requisitos de um mercado perfeito:

- Informação completa e perfeita;
- Livre mobilidade de bens, capital e mão-de-obra;
- Ausência de custos de transação.

A existência de segmentação e assimetria na distribuição da informação, de restrições geográficas, físicas e institucionais à mobilidade de capital, dos custos de transação e de restrições tecnológicas, resultam em falhas de mercado, que podem atuar como catalisadoras da incerteza, como barreiras à entrada de novos competidores, ou como mecanismos de concentração dos mercados. Em todos os casos, representam uma fonte de ineficiência, na medida em que produzem custos adicionais ou permitem a prática de poder de mercado.

A utilização de poder de mercado ocorre no âmbito das estratégias competitivas de ambientes com oligopólio, onde os diferentes agentes reconhecem que o resultado do equilíbrio pode ser influenciado por suas decisões de produção. Como resultado, os agentes podem

adotar estratégias restritivas de oferta, à procura da elevação artificial dos preços e da apropriação de ganhos extraordinários.

A partir das considerações gerais sobre a eficiência econômica e a dinâmica dos mercados, é necessário aproximar o foco da IEB, buscando descrever seus fatores de ineficiência e o potencial dos mecanismos de intervenção no equilíbrio econômico. Durante a década de 1990, teve início o Programa Nacional de Desestatização, inaugurando um período de reformas estruturais no Estado Brasileiro, que, no âmbito da IEB, teve destacado como objetivo a tentativa de retomar os investimentos sem aumentar o comprometimento financeiro estatal. De acordo com a concepção adotada, o Estado deveria alienar sua capacidade produtiva e valorizar mais sua função reguladora.

Sendo assim, de acordo com Munhoz e Correia (2003), a privatização da IEB correspondeu a uma barganha do Estado Brasileiro na tentativa de construir as bases para um novo ciclo de crescimento nacional. Logo, esperava-se que o capital privado substituisse o estatal, investindo para atender a evolução da demanda e criando espaço para o crescimento econômico. No entanto, as reformas não seguiram o ritmo nem atingiram as metas propostas, tampouco os investimentos ocorreram de acordo com a trajetória esperada pelos reformadores do sistema. Isso resultou na cristalização, não planejada, de uma estrutura intermediária, com agentes privados e estatais imersos num ambiente teoricamente competitivo.

Além disso, a formação da IEB apoiou-se fortemente no potencial hídrico do país, resultando em uma estrutura atípica no mundo, com uma geração majoritariamente hidrelétrica e consideráveis economias de escala. Complementarmente, nos últimos anos, o País tem experimentado um aumento dos investimentos em geração termelétrica e os agentes que atuam na geração de energia elétrica, conseqüentemente, possuem hoje um portfólio de usinas com diferentes tecnologias e custos de produção.

Tais agentes atuam competitivamente no mercado de energia elétrica de acordo com o objetivo de maximizar as receitas de curto e longo prazo. No primeiro caso, podem modular estrategicamente a disponibilidade de suas plantas geradoras ao longo do tempo, buscando manipular o valor do preço e do encargo de capacidade, quando este existir, o que não ocorre no setor elétrico brasileiro. A receita de longo prazo, por sua vez, é maximizada através

de estratégias oligopolistas de expansão da capacidade instalada abaixo das exigências de demanda.

Sob tais condições estruturais, o mercado brasileiro de energia elétrica dificilmente poderia funcionar como o único veículo para a eficiência econômica. Logo, é possível imaginar o emprego da regulação econômica como um reforço à competição.

Sabe-se, porém, que a qualidade da informação e a independência das ações reguladoras representam aspectos críticos para o sucesso da regulação. Em relação à independência, Stigler (1975) destaca os aspectos políticos da regulação que a tornam suscetível à captura por grupos de interesse organizados. Quanto à qualidade da informação, as firmas possuem um conjunto maior delas sobre seus respectivos negócios do que o regulador. A assimetria de informação pode ser traduzida em vantagens competitivas para as firmas podendo provocar novas ineficiências através do efeito Averch-Johnson.

Ambos os aspectos podem ser amenizados com o auxílio de uma estrutura adequada de planejamento que organize melhor a informação e estabeleça com clareza metas e políticas setoriais. Contudo, a principal contribuição do planejamento é oferecer elementos e argumentos para que tanto os órgãos reguladores, quanto o Governo e a sociedade, possam acompanhar a evolução da oferta de energia elétrica e, até mesmo, detectar práticas de poder de mercado.

Por outro lado, o problema da qualidade da informação é melhor equacionado através da teoria dos leilões, que fornece mecanismos de comercialização cuja principal característica é estabelecer uma dinâmica de transação capaz de conduzir com rapidez a formação do preço de um bem de valor desconhecido. Assim, os leilões são capazes de promover, através de estratégias ótimas, a revelação de custos de oportunidades e de expectativas sobre o comportamento futuro da demanda e da oferta.

A combinação entre uma regulação ativa – atenta para os sinais do planejamento público – e uma estrutura de mercado com transações comerciais organizadas em torno de leilões pode reduzir a assimetria de informação e aumentar a eficiência da IEB.

Todavia, mesmo esse arranjo institucional não se traduz em uma condição suficiente para assegurar uma trajetória economicamente eficiente. Em última instância, as decisões

de investimentos dependem dos agentes produtivos e, portanto, estão subordinadas às suas estratégias competitivas. A abordagem do comportamento das firmas, no Capítulo 6, demonstra que em oligopólios existe racionalidade na estratégia de restringir a oferta diante da expansão da demanda, de forma a influenciar a dinâmica do preço e assegurar lucros extraordinários.

É justamente neste ponto que se torna interessante analisar o impacto da permanência das empresas estatais no setor. A interpretação tradicional do reflexo de uma estrutura mista nas decisões de investimentos privados sugere a ocorrência de um efeito deslocamento, onde os agentes estatais ocupam espaços do mercado inibindo a atividade dos demais competidores. Isto ocorre porque as estatais podem trabalhar sob condições de riscos maiores e de rentabilidade inferior à da iniciativa privada. Tanto é assim, que o salto industrial da economia brasileira só foi possível através dos gastos públicos, principalmente nos setores de infraestrutura, que se tornaram cronicamente dependentes do Estado.

O atual dilema da IEB pode ser resumido pela necessidade de superação dessa dependência de investimentos públicos através da iniciativa privada, sob condições de escassez de capital, ou seja, direcionar os recursos disponíveis no setor elétrico para a expansão ótima da oferta minimizando os gastos do Estado. As primeiras respostas deste problema foram dadas por soluções que previam a conclusão das privatizações da capacidade instalada ou a realização de parcerias público-privadas. No entanto, é possível analisar uma outra alternativa, dada pela preservação da estrutura mista da IEB e utilização das estatais como mecanismos de contestação interna às práticas oligopolistas, através da arquitetura de um mercado que funcione sob a lógica de Stackelberg e onde a liderança seja cedida ao conjunto de firmas privadas.

Para isso, pode-se aproveitar as atuais instituições e a experiência de licitações já adquirida. No Brasil, a liberação de novos empreendimentos de geração depende da concessão do Estado, cujo processo de liberação normalmente ocorre através de leilões, que podem englobar uma ou várias usinas num mesmo evento. Isto significa que, o modelo de Stackelberg, proposto no Capítulo 6, pode ser introduzido e garantido, dentro do processo de expansão da oferta, através da configuração de leilões específicos.

Nesse sentido, os leilões de concessões poderiam ser divididos em duas etapas, a primeira restrita apenas aos agentes privados e a segunda – destinada a suprir a demanda residual – às empresas estatais, conforme indicado na Figura 7.1. Assim, as firmas privadas não seriam expostas a uma competição predatória e, ao mesmo tempo, incorporariam em suas estratégias a ameaça das estatais de não permitir a prática de poder de mercado.

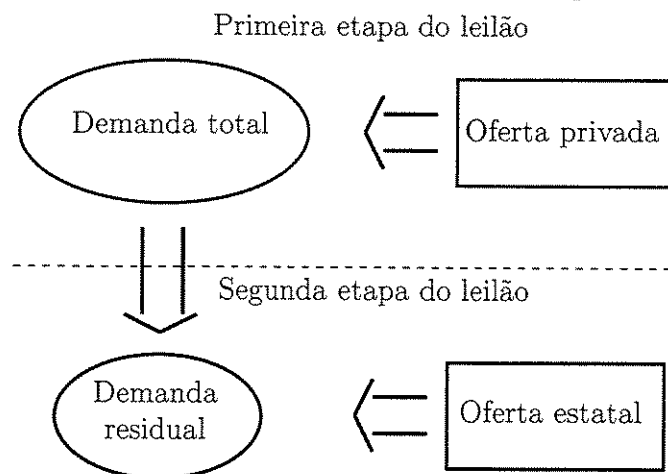


Figura 7.1: Estrutura de leilão segmentada

Ainda assim, a segmentação dos mercados só faz sentido se houver competição real entre os agentes privados. Caso a regulação não seja capaz de assegurar tal condição, pode ser necessário aumentar a agressividade das estatais. Logo, o sucesso na utilização de tal arquitetura depende de, pelo menos, dois pontos cruciais:

- A existência uma separação real entre a esfera de competição pública e privada;
- O preço de reserva da primeira etapa do leilão deve corresponder a uma opção factível e eficiente.

A importância do primeiro ponto se deve ao fato de que a competição do primeiro estágio do leilão deve ser exaustiva. Caso os agentes privados considerem possível participar de ambas as etapas, podem transformar o primeiro estágio numa zona pacificada², deixando o segundo para competições marginais, onde as empresas estatais seriam as grandes rivais.

²Sem competição real e marcada por acordos e conluíus.

Por outro lado, como se espera que as melhores opções de empreendimentos devam ser licitadas primeiramente, fica a impressão de que as empresas privadas estariam recebendo, na verdade, uma reserva de mercado, enquanto as estatais deveriam arcar com os projetos que fossem rejeitados. Por essa razão, o preço de reserva das licitações deve representar um seguro contra essa possibilidade, fixado, inclusive, com informações de custos dos agentes estatais. Em todo caso, o planejador deve estar atento para que o preço também seja factível, de forma a não provocar, forçosamente, licitações vazias. A Figura 7.2 ilustra um processo possível para a formação do preço de reserva.

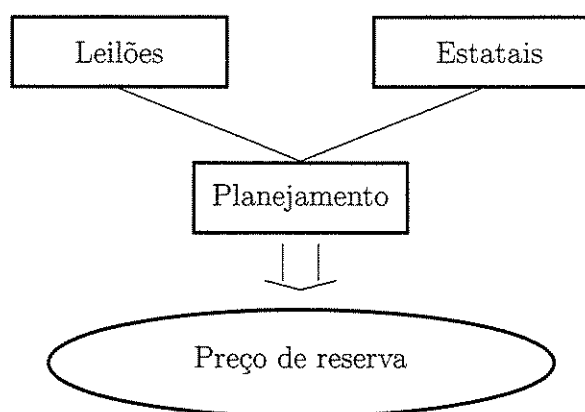


Figura 7.2: Formação do preço de reserva

A construção de um modelo de jogos baseado em Stackelberg com a participação de agentes estatais e privados é um exercício geral, que busca, principalmente, levantar informações sobre a competição na IEB e a eficiência econômica de longo prazo. Entretanto, é possível aproximar tais informações do mundo real e pensar o problema atual do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, mesmo não sendo o objetivo central deste trabalho³.

Todavia, é interessante notar que a configuração do novo modelo institucional da IEB é compatível com o modelo proposto ao longo da dissertação, sendo pertinente, inclusive,

³Mesmo por que, esta dissertação teve início antes da divulgação do atual modelo e as constantes modificações institucionais inibem tentativas do gênero.

incluir um resumo do desenho institucional atual no Apêndice A. De fato, a realização de concessões de novos empreendimentos através de leilões que incorporam as diversas possibilidades de expansão, bem como a escolha de uma dinâmica com preços descendentes, podem ser adaptadas para incorporar a lógica de Stackelberg.

Finalmente, um outro aspecto sensível é a modulação da participação estatal no fornecimento de energia elétrica. Como visto, rodadas de privatizações significam a absorção de grandes volumes de recursos. Mais do que isso, a simples possibilidade de ocorrer tal evento gera expectativas capazes de aumentar a demanda por liquidez dos agentes e esterilizar parte importante dos recursos disponíveis. É interessante, contudo, manter mecanismos para aumentar ou reduzir a participação estatal ao longo do tempo, objetivando realizar ajustes econômicos e seguir as diretrizes das políticas energéticas vigentes.

Neste sentido, a consolidação de um mercado de contratos de energia elétrica que pudessem ser negociados como *commodities* permitiria a modulação da participação estatal no mercado. Além disto, o mercado de contratos pode representar, tanto um instrumento de *hedge* financeiro para as empresas, quanto um veículo pelo qual as estatais poderiam influenciar nas expectativas e no preço futuro, reduzindo sua volatilidade.

Apêndice A

Modelo institucional brasileiro

Sob a justificativa da crise institucional e econômica do Estado Brasileiro, e com base em argumentos tais como ampliação do atendimento com maior qualidade e menores tarifas, iniciou-se, durante a década de 1990, a reforma do arcabouço institucional do setor elétrico brasileiro. Entre outras medidas, foi promovida a adoção de um modelo baseado na desverticalização da indústria, na privatização da capacidade instalada e na instituição de um modelo comercial baseado na combinação de competição e regulação.

Entretanto, após quase uma década de reformas, as expectativas de ampliação de oferta com qualidade, confiabilidade e preços compatíveis com a realidade não se realizaram. Ao contrário, entre os anos de 2001/2002 ocorreu um racionamento do consumo de eletricidade, sob condições hidrológicas normais (3 anos com afluências acima e 2 abaixo da média), que afetou o crescimento econômico e as condições de vida de toda a sociedade e disparou o gatilho para uma nova rodada de reformas na indústria elétrica brasileira (Sauer, 2002).

Nesse contexto, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, em dezembro de 2003, o documento *Modelo Institucional do Setor Elétrico* com as propostas para um novo marco institucional, que foram encaminhadas na forma de duas medidas provisórias ao Congresso Nacional. O principal objetivo do novo modelo foi o de apresentar as medidas necessárias para garantir a segurança de suprimento de energia elétrica e a universalização do atendimento, conciliadas com a eficiência econômica expressa pelo princípio de modicidade tarifária.

Em relação à segurança do suprimento, as medidas propostas englobam:

- Exigência de contratação de 100% da demanda;
- Adequação do critério vigente de segurança estrutural de suprimento, estabelecido há mais de vinte anos, à importância crescente da eletricidade para a economia e para a sociedade, com o estabelecimento de critérios de segurança de suprimento mais severos do que os atuais;
- Monitoramento permanente da segurança de suprimento, permitindo detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda e ensejando medidas preventivas capazes de restaurar a garantia de suprimento ao menor custo para o consumidor.

A modicidade tarifária, por sua vez, deve ser perseguida através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. A principal ação, neste sentido, foi a criação de um comprador único (*pool*) para a energia regulada, visando obter economia de escala na contratação de energia elétrica, repartir os riscos e benefícios dos contratos e equalizar tarifas de suprimento. Além disso, a compra de energia para os consumidores cativos deve ser realizada, obrigatoriamente, através de leilões na modalidade de *menor tarifa*.

A.1 Ambientes de comercialização de energia elétrica

Com o novo modelo do setor elétrico, devem existir ambientes de contratação diferentes para os consumidores cativos e livres. O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) deve compreender a contratação de energia para o atendimento aos consumidores regulados (consumo cativo dos distribuidores) por meio de contratos que busquem assegurar a modicidade tarifária. O Ambiente de Contratação Livre (ACL), por sua vez, deve compreender a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados. Os contratos bilaterais em vigência, que envolvam distribuidores, serão integralmente respeitados e tratados no ACL até sua expiração.

No ACL, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de *hedge*. Ressalte-se, no entanto, que concessionárias de geração

estatais e concessionárias de distribuição, mesmo quando contratando no ACL, devem promover necessariamente um processo de leilão público, cujos editais, incluindo os contratos, serão submetidos previamente à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Em termos comerciais, o ACR pode ser considerado como um consórcio que agrega a demanda dos distribuidores e celebra contratos com um conjunto de geradores. Os contratos de suprimento de energia podem variar entre contratos de nova geração, de geração existente, e de ajuste.

A contratação de energia elétrica proveniente de geração nova será realizada através de licitações com cinco e três anos de antecedência, em relação ao ano de realização do mercado. As primeiras visam à construção de plantas geradoras capazes de iniciar a operação dentro de cinco anos e, similarmente, os contratos firmados pelas licitações com três anos de antecedência visam às obras que possam ser concluídas neste prazo. Os contratos firmados para a aquisição de nova geração devem englobar prazos de duração entre 15 e 35 anos e possuir cláusulas de incentivo à modicidade tarifária.

Existem duas modalidades contratuais, a critério do MME:

- Contratos de quantidade de energia, que devem ser semelhantes aos atualmente chamados contratos bilaterais de energia e aos contratos iniciais, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;
- Contratos de disponibilidade de energia, nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada (*placa*) são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados.

O atendimento a necessidades superiores aos limites fixados para aquisição com três anos de antecedência será feito por contratos bilaterais de ajuste. Esta contratação será específica de cada distribuidora e realizada por meio de leilão público, autorizado pela Aneel, com antecedência e vigência máximas de dois anos. O repasse dos preços desses contratos às tarifas de fornecimento será realizado pelo valor mínimo entre o preço contratado e o Valor de Referência (VR) calculado no ano corrente. O VR, que será publicado pela Aneel,

representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores nas licitações de cinco e três anos vigentes no ano de efetivação do consumo.

A contratação da geração existente, por sua vez, visa atender à carga existente das concessionárias e será concluída por meio de leilões. A contratação será na modalidade *contratos de quantidade de energia*, em que a cobertura dos custos operacionais e o gerenciamento dos riscos da operação energética ficam sob a responsabilidade dos geradores contratados e terá no mínimo 3 e no máximo 15 anos de duração, com o início de suprimento em janeiro do ano seguinte ao do leilão. Os preços obtidos nos leilões serão integralmente repassados à tarifa.

A.2 Licitações para o suprimento de energia elétrica

Todos os geradores, sejam concessionários de serviço público de geração ou produtores independentes de energia, incluídos os autoprodutores com excedentes, podem comercializar energia em ambos os ambientes, caracterizando-se a geração como um segmento competitivo. As regras de contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia permanecem essencialmente as mesmas praticadas atualmente.

Para o suprimento destinado ao ACR, podem ser realizadas licitações de energia elétrica proveniente de nova geração ou de plantas existentes. No último caso, a quantidade de energia a ser licitada será consolidada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o apoio do órgão de planejamento, a partir de declarações das concessionárias. Esses contratos se destinam a substituir aqueles que estejam chegando ao fim. Dessa forma, a quantidade de energia declarada pelas concessionárias, individualmente consideradas, necessária para o mercado atual não poderá ser superior ao montante que será descontratado, levado em conta o balanço da movimentação de consumidores livres. Os leilões serão promovidos pela Aneel e os contratos resultantes terão diferentes durações (entre cinco e dez anos), com início de entrega de energia em janeiro do ano seguinte ao da realização do leilão.

Em relação às licitações de geração nova, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) consolida o mercado informado pelas concessionárias de distribuição em cada área e pelos consumidores livres e, baseada na demanda agregada, elabora uma lista de projetos para

a expansão da geração elétrica com suas respectivas licenças ambientais prévias. A EPE também oferece suporte para a eventual apresentação de projetos de expansão pela iniciativa privada, estimando para todos um preço unitário de energia assegurada, em R\$/MWh, que possibilite uma ordenação da lista de projetos por ordem crescente de mérito econômico

Quanto à composição da lista, é interessante notar que a oferta agregada pelo total dos projetos oferecidos deve superar substancialmente a demanda agregada, visando garantir melhores condições para a competição entre os agentes geradores. Por outro lado, se justificada para obter a melhor relação entre custo e segurança, será estimada uma parcela de geração termelétrica e de outras fontes alternativas que deverá ser contratada em complementação às hidrelétricas.

Cabe ao MME, por sua vez, aprovar as listas, diferenciadas pela tecnologia, de usinas candidatas com os respectivos custos unitários, aprovar o custo marginal da energia, determinar o valor da UBP (uso de bem público) a ser considerado no caso de concessão de hidrelétricas – mesmo na hipótese de concessão de prestação de serviço público –, especificar o tipo de contrato (contrato de quantidade de energia ou contrato de disponibilidade de energia) e autorizar a realização da licitação pela Aneel.

A Aneel, por sua vez, deve promover a licitação cujo critério de julgamento será o menor preço global da energia assegurada ofertada ao ACR, selecionando as usinas que devem atender à demanda licitada.

Os agentes proponentes da licitação devem apresentar lances (*bids*) de preço de energia (R\$/MWh da energia assegurada) a ser gerada nas usinas incluídas na lista de projetos. Se houver mais de um licitante para uma mesma usina, será escolhido o de menor tarifa. A contratação de usinas será realizada em ordem crescente dos respectivos custos unitários, até o atendimento da demanda declarada.

A CCEE calcula, então, o preço médio da energia vendida ao *pool*, formalizando os contratos entre os geradores vencedores da licitação e o conjunto de distribuidores, com prazo de 15 a 35 anos e início de entrega em 5 ou em 3 anos

O vencedor de uma licitação poderá destinar parte da energia assegurada para uso próprio e/ou comercialização no ACL, obedecidas as seguintes condições:

- O agente deve declarar, junto com a oferta de preço, a fração da energia assegurada da usina destinada para uso próprio e/ou venda no ACL;
- O agente deve compensar os consumidores regulados por meio de pagamento anual da fração da energia assegurada da usina que deseja usar para consumo próprio e/ou venda no ACL, em montante calculado considerando:

$$(TL - TO) \cdot EA \cdot PA \quad (A.1)$$

em que:

- TL é o valor mínimo entre a tarifa marginal de referência, publicada com antecedência, e a tarifa marginal obtida na licitação, em R\$/MWh de energia assegurada;
- TO é a tarifa ofertada pelo projeto na licitação, em R\$/MWh de energia
- EA é a energia assegurada do empreendimento, em MWh/ano;
- PA é a proporção da energia assegurada do projeto destinada ao ACL (a diferença seria contratada com o ACR).

A.3 Administração dos contratos regulados

A contratação de energia por parte dos distribuidores será restrita ao ambiente de contratação regulada. As exceções a essa regra serão a Usina de Itaipú – cuja energia permanecerá sendo comercializada pela ELETROBRAS, aos distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul –, a geração distribuída e o PROINFA em sua primeira fase.

Toda contratação administrada pela CCEE será precedida de processo de licitação pública conduzido pela Aneel, que resultará no estabelecimento de receita anual permitida aos geradores, os quais serão remunerados em uma base mensal. Serão utilizados contratos padronizados, de conhecimento público, que integrarão os respectivos editais de licitação e serão celebrados bilateralmente entre geradores e distribuidores, com os fluxos financeiros

firmados sem a interferência da CCEE, cuja função será apenas a de administrar as contratações e proceder as contabilidades e as liquidações.

A princípio, a tarifa de suprimento resultante da contratação administrada pelo CCEE será única para todo o Sistema Interligado Nacional, podendo-se vir a admitir mecanismos de incentivo à modicidade tarifária associados às licitações promovidas para compra de *quantidade de energia* ou *disponibilidade de energia* pelo *pool*. As tarifas de aplicação de suprimento, por outro lado, poderão ser diferenciadas por região ou concessionária.

A CCEE deverá operar de acordo com os Procedimentos de Contratação de Energia, homologados pela Aneel, e cada distribuidor estará obrigado a firmar um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com cada gerador que estiver fazendo o suprimento de energia para o *pool* e onde a CCEE figurará como interveniente.

Esses contratos, juntamente com os iniciais, os bilaterais vigentes e os de ajuste, deverão garantir o atendimento a 100% do mercado previsto pelos distribuidores, individualmente considerados. O CCEAR deverá prever, como uma das obrigações, a constituição e a manutenção de garantias pelo distribuidor, e o respectivo Contrato de Constituição de Garantias (CCG) deverá ser firmado na mesma data de assinatura do CCEAR. O CCG regerá principalmente a forma pela qual poderão ser executadas as garantias em caso de inadimplência do distribuidor.

Todas as diferenças contratuais serão contabilizadas e liquidadas na CCEE e a liquidação se fará *ex-post*, no máximo em uma base mensal, sempre ao preço de liquidação de diferenças (PLD), que será calculado e publicado pela CCEE com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo. O preço máximo do PLD (teto) será definido com base no custo variável de operação da geração térmica mais cara disponível para participante do despacho centralizado e o preço mínimo (piso) será estabelecido pela Aneel, contemplando os custos da operação, a manutenção das usinas hidrelétricas e as compensações financeiras pelo uso dos recursos hídricos.

Para efeito de contabilidade e liquidação, as diferenças contratuais devem ser valoradas ao PLD e liquidadas mensalmente. Todavia, os ganhos, as perdas e as penalidades decorrentes dos desvios contratuais dos distribuidores serão objeto de conciliação anual, de modo que se

leve em conta os efeitos da sazonalidade do consumo, bem como as variações intra-anuais atípicas que possam ser compensadas.

Para efeito de aplicação de penalidades, os distribuidores deverão comprovar a contratação de 100% de seu mercado medido, em uma base anual. Quando a distribuidora estiver sobrecontratada, a liquidação das diferenças produzirá ganhos ou perdas de receita, caso o PLD mensal seja maior ou menor que o preço de aquisição no *pool* (contratos), respectivamente. A apropriação desses ganhos e perdas deve observar as seguintes regras:

- Até 3% de sobre-contratação:
 - Os ganhos serão apropriados pela distribuidora;
 - As perdas serão repassadas ao consumidor (tarifa) no ano seguinte;
- Além de 3% de sobre-contratação:
 - Os ganhos serão apropriados pela distribuidora;
 - As perdas também serão absorvidas pela distribuidora.

Eventualmente, pode haver necessidade de contratação de distribuidores que não seja atendida pelos leilões promovidos pela CCEE (contratação regular da carga consolidada – geração existente), porque os geradores não manifestaram interesse em vender a energia a preço inferior ao de reserva do leilão. Nesse caso, haverá exposição conjunta de todos os distribuidores do *pool*, que se submeterem às regras normais de contabilidade e penalização. Como a exposição não decorreu de desvio da previsão de mercado, admite-se o repasse da penalização à tarifa.

Apêndice B

Tratamento da informação

Os modelos de jogos apresentados ao longo da dissertação trabalharam basicamente com a hipótese de informação completa. Entretanto, a realidade normalmente não oferece tanta facilidade, sendo comum a necessidade de se definir estratégias sob incerteza.

Em algumas situações, pode-se supor que o agente possua informação suficiente para modelar com um grau satisfatório de precisão a curva de reação de seus oponentes, que nada mais é do que completar o conjunto de informações que irá alimentar o modelo de jogos utilizando as expectativas que esse agente possui dos demais (Ferrero et al., 1998). Essas expectativas podem ser baseadas em considerações técnicas e observações relativas ao comportamento dos outros agentes, assim como em índices de mercados que possuam correlação significativa com a negociação em questão (Azevedo, 2004).

O risco dessa simplificação está associado à incerteza da curva de reação e em relação ao comportamento dos consumidores. Esse modelo pode ser utilizado tanto para leilões, como para a negociação de contratos, bastando se alterar os parâmetros envolvidos nas curvas de ação, reação e na expectativa do comportamento do consumidor.

Em todo caso, o agente i , que atua no mercado, possui um conjunto I de informações do ambiente competitivo e de seus adversários, que não lhe fornece certeza para determinar uma curva de reação para o comportamento de seus oponentes. Contudo, consegue delimitar as ações de seus oponentes em um conjunto S_j de estratégias possíveis $\{ s_1, s_2, \dots, s_n \}$, que variam entre si no risco, na rentabilidade e na probabilidade de ocorrência (Azevedo, 2004).

Uma primeira aproximação poderia ser efetuada assumindo a curva de reação dos oponentes como sendo a estratégia mista referente ao conjunto S_j , ou seja, $s_m = p_1 s_1 + p_2 s_2 + \dots + p_n s_n$, na qual p_n é a probabilidade de ocorrência da estratégia s_n . Todavia, melhor resultado é obtido quando essas probabilidades são condicionais, fazendo com que sejam ajustadas de acordo com os índices e informações de mercado atuais. Sendo assim, novamente ter-se-ia um conjunto de estratégias S_{mj} , mas desta vez cada elemento representaria a estratégia mista para um determinado estado do mercado. Mesmo assim, essa aproximação é incerta, pois a resposta dos oponentes pode resultar numa estratégia bem diferente da estratégia mista e essa incerteza aumenta na medida em que o conjunto de estratégias aumenta e suas respectivas probabilidades se aproximam. Nos modelos clássicos, tem-se apenas uma curva de reação, mas agora é possível gerar várias curvas com suas probabilidades de ocorrência associadas, como está apresentado na Figura B.1.

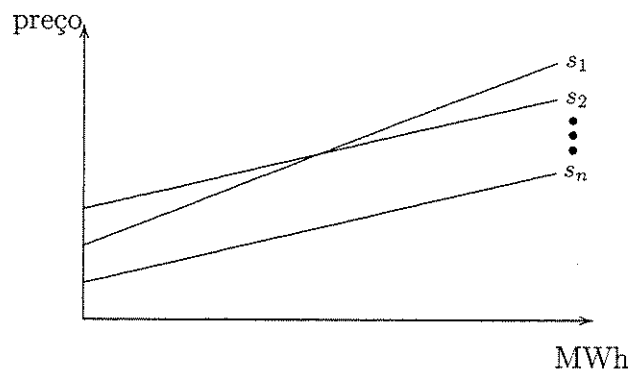


Figura B.1: Conjunto de curvas de lance

Apêndice C

Notações matemáticas

F_1	firma 1
F_2	firma 2
C_{mg}	custo marginal
C_{me}	custo médio
R_{mg}	receita marginal
q_E	quantidade ofertada pela firma entrante
q_M	quantidade ofertada pelo monopolista
R_{M1}	curva de reação do monopolista quando não realiza investimentos
R_{M2}	curva de reação do monopolista quando realiza investimentos
R_E	curva de reação da firma entrante
Π_E	benefício da firma entrante
p	preço em função da quantidade ofertada;
p^*	preço de equilíbrio;
Δp^*	preço de equilíbrio com a demanda expandida;
q	quantidade ofertada;
q_1	quantidade ofertada por F_1 ;
q_2	quantidade ofertada por F_2 ;
q^*	quantidade ofertada no equilíbrio;

- q_1^* quantidade ofertada por F_1 no equilíbrio;
- q_2^* quantidade ofertada por F_2 no equilíbrio;
- Δq modificação na quantidade de equilíbrio;
- Δq_1 modificação na quantidade de equilíbrio ofertada por F_1 ;
- Δq_2 modificação na quantidade de equilíbrio ofertada por F_2 ;
- Δq_1^* quantidade de equilíbrio ofertada por F_1 com a demanda expandida;
- Δq_2^* quantidade de equilíbrio ofertada por F_2 com a demanda expandida;
- α parâmetro constante da função inversa de demanda;
- β elasticidade constante de q em relação ao p ;
- c custo marginal constante;
- R_1 curva de reação de F_1 ;
- R_2 curva de reação de F_2 ;
- O curva de oferta agregada;
- $\bar{O}$ curva de oferta agregada expandida;
- D curva de demanda agregada;
- $\bar{D}$ curva de demanda agregada expandida;
- Π benefício agregado das firmas;
- $\bar{\Pi}$ benefício agregado das firmas expandido;
- Π_1 benefício de F_1 ;
- Π_2 benefício da firma 2;
- $\bar{\Pi}_1$ benefício de F_1 expandido;
- $\bar{\Pi}_2$ benefício de F_2 expandido;
- $\bar{\Pi}_{11}$ benefício de F_1 expandido para a estratégia 1;
- $\bar{\Pi}_{12}$ benefício de F_1 expandido para a estratégia 2;
- $\bar{\Pi}_{13}$ benefício de F_1 expandido para a estratégia 3;
- $\bar{\Pi}_{21}$ benefício de F_2 expandido para a estratégia 1;
- $\bar{\Pi}_{22}$ benefício de F_2 expandido para a estratégia 2;
- $\bar{\Pi}_{23}$ benefício de F_2 expandido para a estratégia 3.

Referências Bibliográficas

- Araújo, J. L. (1997). Regulação de monopólios e mercados: Questões básicas. Em *I Workshop Nacional Sobre Indústrias de Infra-Estrutura*, Rio de Janeiro.
- Araújo, J. L. (2001). A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: Reforma e crise. *Nova Economia* 11(1), 77–96.
- Araújo, J. L. e P. Zedron (2001). Modelagem do jogo do mercado atacadista de eletricidade no brasil. *Economia* 2, 415–446.
- Averch, H. e L. Johnson (1962). Behavior of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review* 52.
- Azevedo, E. M. (2004). *Modelo Computacional de Teoria dos Jogos Aplicado em Mercados de Energia Elétrica*. Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica – Unicamp.
- Azevedo, E. M. e P. B. Correia (2002). Electric energy trade in Brazil. Em *7th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Italy, pp. 22–26.
- Bain, J. S. (1962). *Barriers to New Competition: Their Character and Consequences in Manufacturing Industries*. Cambridge: Harvad University Press.
- Bajay, S. V. (2003). Desafios metodológicos e organizacionais no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro e na elaboração das projeções da matriz energética brasileira. Em *5th Latin-American Congress of Electricity, Generation and Transmission*, São Pedro – Brasil.
- Baumol, W. (1982). Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure. *American Economic Review* 72(1), 1–15.
- Berry, C. et al. (1999). Analysing strategic bidding behavior in transmission networks. *IEEE Tutorial on Game Theory Applications in Electric Power Markets*, 7–32.
- Böhringer, C. (1998). The synthesis of botton-up and top-down in energy policy modeling. *Energy economics* 20, 233–248.
- Bunn, D. W. e E. R. Larsen (1997). *Systems Modeling for Energy Policy*. John Wiley & Sons.

- Burlamaqui e Fagundes (1996). Notas sobre a diversidade e regularidade no comportamento dos agentes econômicos: Uma perspectiva neo-schumpeteriana. Em *Estratégias Empresariais na Indústria Brasileira: Discutindo Mudanças*. Rio de Janeiro: Forence Universitária.
- Campante, F. R. e F. T. Fernandes (1998). Verticalização versus concorrência: O dilema regulatório no setor elétrico brasileiro segundo a abordagem dos custos de transação. mimeo, IE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- Carvalho, M. (2001). Privatização, dívida e déficit públicos no brasil. Texto para Discussão 847, IPEA, Rio de Janeiro.
- CCPE (2003). Disponível em <http://www.ccpe.gov.br>. acesso em 30 de setembro de 2003.
- CNPE (2002). Relatório de progresso. Relatório Técnico 4, Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico.
- Dixit, A. (1981). The role of investment in entry deterrence. *Economic Journal* 90, 95–106.
- Duarte, L. C. G. (2001). A importância do planejamento indicativo na nova indústria de eletricidade brasileira. Em *XVI SNPTEE*, Campinas.
- Ethier, R. et al. (1999). A uniform price auction with locational price adjustments for competitive electricity markets. *Electrical Power and Energy Systems* 21, 103–110.
- Ferrero, R. W. et al. (1998). Application of games with incomplete information for pricing electricity in deregulated power pools. *IEEE Transactions on Power Systems* 13, 184–189.
- Fundenberg, D. e J. Tirole (1996). *Game Theory*. MIT Press.
- Harsanyi, J. C. (1997). Games with incomplete information played by Bayesian players. Em H. W. Kuhn (Ed.), *Classics in Game Theory*, pp. 216–246. New Jersey: Princeton University Press.
- Kahn, A. E. et al. (2001). Pricing in the California power exchange electricity market: Should California switch from uniform pricing to pay-as-bid pricing? Relatório técnico, California Power Exchange.
- Kazay, H. F. (2001). *O Planejamento da Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro Utilizando os Algoritmos Genéticos*. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ.
- Keynes, J. M. (1983). *A Teoria Geral do Emprego, do Juro e da Moeda*. São Paulo: Abril Cultural.
- Klemperer, P. (2000). *Why Every Economist Should Learn some Auction Theory*. Oxford University.
- Krishna, V. (2002). *Auction Theory*. London: Academic Press.

- Kuhn, H. W. (1997). *Classics in Game Theory*. New Jersey: Princeton University Press.
- Leal, C. F. C. (1998). ágios, envelopes e surpresas: Uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica. *Revista do BNDES* 5(10), 93–118.
- Lee, W. W. (2004). US lessons for energy industry restructuring: Based on natural gas and california electricity incidences. *Energy Policy* 32, 237–259.
- Masili, G. S. (2004). Metodologia e software para processos de comercialização de energia elétrica. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica – Unicamp.
- MME (2003). Modelo institucional do setor elétrico brasileiro. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- Moitre, D. (2002). Nash equilibria in competitive electric energy markets. *Electric Power Systems Research* 60, 153–160.
- Munhoz, F. C. e T. B. Correia (2003). Expansão na geração elétrica no Brasil: Consequências da introdução da lógica privada no setor. Em 51º *Congreso Internacional de Americanistas*, Chile.
- Nash, J. (1951). Non-cooperative games. *Annals of Mathematics* 54, 186–195.
- Osborne, M. J. e A. Rubinstein (1994). *A Course in Game Theory*. MIT Press.
- Palley, T. I. (1996). *Post Keynesian Economics: Debt, Distribution and Macro Economy*. New York: Palgrave.
- Pires, J. C. L. et al. (2002). As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. *Revista do BNDES* 9(18), 163–204.
- Possas, M. L. (1985). *Estruturas de Mercado em Oligopólio*. São Paulo: Hucitec.
- Possas, M. L. (1996). Competitividade: Fatores sistêmicos e política industrial. Em *Estratégias Empresariais na Indústria Brasileira: Discutindo Mudanças*, pp. 71–117. Rio de Janeiro: Forense Universitária.
- Romp, G. (1997). *Game Theory*. Oxford.
- Sauer, I. (2002). Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Relatório técnico, Universidade de São Paulo – IEE.
- Scaramucci, J. A. et al. (2002). Geração distribuída de eletricidade a partir de resíduos de cana-de açúcar no Brasil: Um modelo compatível de equilíbrio geral. Em *Anais do 4º Encontro de Energia no Meio Rural*, Campinas.
- Shapley, L. S. (1997). A value for n -person games: Contributions to the theory of games. Em H. W. Huhn (Ed.), *Classics in Game Theory*, pp. 69–79. Princeton University Press.

- Sheblé, G. (1999). *Computational Auctions Mechanisms for Restructured Power Industry Operation*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Silva, A. J. (2003). Leilões de certificados de energia elétrica: Máximo excedente *versus* máxima quantidade negociada. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica – Unicamp.
- Song, H. et al. (2002). Nash equilibrium bidding strategies in a bilateral electricity market. *IEEE Transaction on Power Systems* 17, 73–79.
- Steindl, G. J. (1983). *Maturidade e Estagnação no Capitalismo Americano*. São Paulo: Abril Cultural.
- Stigler, G. J. (1975). *The Citizen and the State: Essays on Regulation*. Chicago: The University of Chicago Press.
- Sylos-Labini (1962). *Oligopoly and Technical Progress*. Cambridge: Harvard University Press.
- Varian, H. R. (1992). *Microeconomic Analysis*. New York: W. W. Norton & Company Inc.
- Vinhaes, E. e E. Santana (2000). Mercados contestáveis e competição no novo modelo do setor elétrico brasileiro. *Análise Econômica* 18(33), 53–68.
- Viscusi, W. K. et al. (2000). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge: MIT Press.
- von Neumann, J. e O. Morgenstern (1944). *Theory of Games and Economic Behavior*. Princeton University Press.
- Wolfstetter, E. (1999). *Topics in Microeconomics: Industrial Organization, Auctions and Incentives*. Cambridge: Cambridge University Press.