

Universidade Federal de Santa Catarina
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção

**MODELO DE MERCADO DE CAPACIDADE COM HEDGE
PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

André Luís da Silva Leite

Tese apresentada ao Programa de Pós-
graduação em Engenharia de Produção da
Universidade Federal de Santa Catarina como
requisito parcial para obtenção do título de
Doutor em Engenharia de Produção

Florianópolis

2003

André Luís da Silva Leite

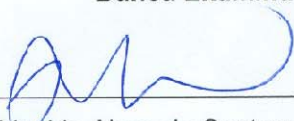
**MODELO DE MERCADO DE CAPACIDADE COM HEDGE PARA O SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Esta tese foi julgada e aprovada para a obtenção do título de **Doutor em Engenharia de Produção** no **Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção** da Universidade Federal de Santa Catarina


Florianópolis, 04 de Julho de 2003

Prof. Edson P. Paladini, Dr.
Coordenador do Curso

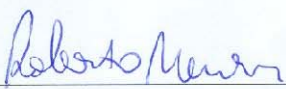
Banca Examinadora



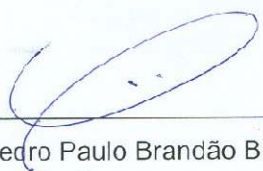
Prof. Edvaldo Alves de Santana, Dr.
Orientador



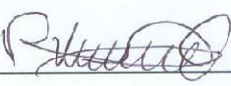
Prof. Paulo Roberto Cavalcanti Souza, Dr.



Prof. Roberto Meurer, Dr.
(Moderador)



Prof. Pedro Paulo Brandão Bramont, Dr.



Prof. Ricardo Villaroel Dávalos, Dr.

Agradecimentos

Agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para que este trabalho fosse realizado. Especialmente, agradeço as pessoas abaixo citadas. Porém, a responsabilidade sobre erros e omissões é do autor.

Ao Prof. Dr. Edvaldo Alves de Santana, meu orientador, pela competência e amizade, pelas diversas oportunidades que me proporcionou e por dividir comigo muito do seu conhecimento sobre o setor elétrico brasileiro.

Ao Dr. Pedro Paulo Brandão Bramont, que além de professor, foi amigo e um grande incentivador.

Ao Dr. Paulo Roberto Cavalcanti Souza, com quem muito aprendi sobre o setor elétrico.

Ao Prof. Dr. Edson Luiz da Silva, que gentilmente pôs-se à disposição para discutirmos questões relativas ao setor elétrico brasileiro.

Ao Prof. Dr. Roberto Meurer, pelas diversas sugestões ao longo do trabalho.

Ao prof. Dr. Ildemar Decker, com quem pude discutir questões técnicas do setor.

Ao Prof. Dr. João Lizardo de Araújo e ao Prof. Dr. Adilson de Oliveira, da UFRJ, e seus alunos de Pós Graduação em Economia, Patrícia Zendron, Alexandre Espósito e Luciano Losekann, com quem tive a oportunidade de trabalhar, trocar idéias e aprender.

A muitos amigos do meio acadêmico, especialmente Prof. Dr. Wesley Vieira da Silva, pelo incentivo.

À UFSC e ao PPGEP, pela oportunidade.

À Universidade do Sul de Santa Catarina, pelo apoio financeiro. E aos muitos colegas professores daquela instituição pelo apoio e incentivo.

Aos meus pais, por tudo.

Sumário

Lista de Figuras.....	p. vi
Lista de Quadros	p. vii
Lista de Tabelas	p. viii
Lista de Reduções	p. ix
Resumo	p. x
Abstract	p. xi
1 INTRODUÇÃO	p. 1
1.1 Problema de pesquisa	p. 1
1.2 Questão de pesquisa	p. 3
1.3 Objetivos	p. 4
1.4 Estrutura do trabalho	p. 5
1.5 Aspectos metodológicos	p. 5
1.6 Delimitação do trabalho	p. 7
1.7 Relevância e contribuições do trabalho	p. 8
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	p. 10
2.1 Introdução	p. 10
2.2 Competição em oligopólio	p. 11
2.3 Poder de mercado	p. 17
2.4 Mercados futuros	p. 19
2.5 Conclusões do capítulo	p. 23
3 AS REFORMAS NO SETOR ELÉTRICO	p. 24
3.1 Introdução	p. 24
3.2 A competição no setor elétrico	p. 24
3.3 Aspectos essenciais dos mercados de energia	p. 26
3.4 Competição com poder de mercado no setor elétrico	p. 31
3.5 Energia elétrica e conceito de <i>commodity</i>	p. 39
3.6 Mecanismos de futuros utilizados na comercialização de energia elétrica .	p. 40
3.7 Conclusões do capítulo	p. 43
4 CONFIABILIDADE E MERCADO DE CAPACIDADE	p. 45
4.1 Introdução	p. 45
4.2 Confiabilidade	p. 45
4.3 Mecanismos de garantia de confiabilidade	p. 52
4.4 Mercado de capacidade	p. 55

4.5 Valor da capacidade em um ambiente competitivo	p. 57
4.6 Conclusões do capítulo	p. 62
5 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	p. 64
5.1 Introdução	p. 64
5.2 A reforma e os novos agentes	p. 64
5.3 Características do setor elétrico brasileiro	p. 70
5.4 A crise de oferta de energia	p. 78
5.5 Falhas de desenho no setor elétrico brasileiro	p. 82
5.6 Encargo de capacidade e a manutenção da confiabilidade no Brasil	p. 83
5.7 Perspectivas para o setor elétrico brasileiro	p. 86
5.8 Conclusões do capítulo	p. 88
6 MODELO DE MERCADO DE CAPACIDADE	p. 90
6.1 Introdução	p. 90
6.2 Análise da confiabilidade do setor elétrico brasileiro	p. 91
6.3 Mercado de capacidade para o setor elétrico brasileiro	p. 98
6.4 Aplicação do modelo de mercado de capacidade.....	p. 114
6.5 Impedimentos à implantação de um mercado de capacidade	p. 126
6.6 Conclusões do capítulo	p. 127
7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	p. 130
7.1 Considerações finais.....	p. 130
7.2 Sugestões para trabalhos futuros	p. 132
8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	p. 133
9 ANEXOS	p. 143

Lista de Figuras

Figura 5.1: Energia armazenada nos sistemas S, SE/CO, N e NE	p. 79
Figura 6.1: Reservas de Potência Operativa nos submercados SE/CO e S	p. 97
Figura 6.2 – Fluxograma simples de operação do mercado de capacidade.....	p. 114
Figura 6.3: Preços MAE no submercado Sudeste/Centro-Oeste	p. 116
Figura 6.4: Preços MAE no submercado Sul.....	p. 116
Figura 6.5: Comportamento da variável Preço MAE no submercado SE/CO em primeira diferença	p. 117
Figura 6.6: Comportamento da variável Preço MAE no submercado S em primeira diferença	p. 117
Figura 6.7: Previsões Preço MAE submercado Sudeste/Centro-Oeste	p. 119
Figura 6.8: Previsões Preço MAE submercado Sul.....	p. 119
Figura 6.9: Relação entre Preço MAE observado e teórico submercado SE/CO	p. 121
Figura 6.10: Relação entre Preço MAE observado e teórico submercado Sul	p. 122
Figura 6.11: Valores das opções de compra para os submercados SE/CO e S ..	p. 124
Figura 9.1: Função de Autocorrelação Preço MAE Submercado SE/CO	p. 143
Figura 9.2: Função de Autocorrelação Parcial Preço MAE Submercado SE/CO	p. 144
Figura 9.3: Função de Autocorrelação Preço MAE Submercado Sul	p. 145
Figura 9.4: Função de Autocorrelação Parcial Preço MAE Submercado SE/CO	p. 145
.....	
Figura 9.5: Histograma Preços MAE Submercado Sudeste/Centro-Oeste	p. 146
Figura 9.6: Histograma da primeira diferença da série preços MAE Submercado Sudeste/Centro-Oeste	p. 146
Figura 9.7: Histograma Preços MAE Submercado Sul	p. 147
Figura 9.8: Histograma da primeira diferença da série preços MAE Submercado Sul.....	p. 147

Lista de Quadros

Quadro 3.1: Modelos de competição no setor elétrico	p. 29
Quadro 3.2: Características do modelo do setor elétrico brasileiro	p. 31
Quadro 5.1: Antiga estrutura do setor elétrico brasileiro	p. 71
Quadro 5.2: Atual estrutura do setor elétrico brasileiro	p. 72
Quadro 5.3: Matriz energética brasileira 2001.....	p. 73
Quadro 5.4: Investimentos da Eletrobrás	p. 81
Quadro 6.1: Crescimento do PIB e do consumo de energia elétrica 1994-2001.	p. 91
Quadro 6.2: Tarifa média de geração do setor elétrico brasileiro	p. 92
Quadro 6.3: Perspectivas de ampliação de geração de energia	p. 93
Quadro 6.4: Previsão de investimentos no setor elétrico brasileiro 2002 a 2004	p. 93
Quadro 6.5: Balanço de energia assegurada	p. 94
Quadro 6.6: Reservas de potência operativa nos submercados SE/CO e S	p. 96
Quadro 9.1: Resultados Modelo ARIMA – Região SE/CO	p. 148
Quadro 9.2: Resultados Modelo ARIMA – Região S	p. 149

Lista de Tabelas

Tabela 6.1: Preços observados e preços futuros teóricos para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul	p. 118
Tabela 6.2: Volatilidade das séries de preço MAE e estimada pelo modelo	p. 120
Tabela 6.3: Valor teórico das calls para os submercados SE/CO	p. 123

Lista de Reduções

Siglas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CEGB – Central Electricity Generation Board
CCGT - Combined Cycle Gas Turbines
CGCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CGSE – Câmara de Gestão do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Planejamento Energético
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
FERC – Federal Energy Regulatory Commission
FTRs – Financial Transmission Rights
ICAP – Installed Capacity
IEE – Indústria de Energia Elétrica
LOLP – Lost of Load Probability
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MME – Ministério das Minas e Energia
MW – Mega Watt
MWh – Mega Watt hora
N – Submercado Norte
NE – Submercado Nordeste
NERA – National Economists Research Associates, Inc.
NEPOOL - New England Power Pool
NERC – North American Electric Reliability Council
NORDPOOL – The Nordic Power Exchange
NYMEX – New York Mercantile Exchange
ONS – Operador Nacional do Sistema
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PIE – Produtor Independente de Energia
PJM – Pennsylvania, New Jersey and Maryland Interconnection
PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade
S – Submercado Sul
SE/CO - Submercado Sudeste / Centro-Oeste
TCCs – Transmission Congestion Contracts
VOLL – Value of Lost Load

LEITE, André Luís da Silva Leite. **Modelo de mercado de capacidade com hedge para o setor elétrico brasileiro**. Florianópolis, 2003. 150 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, 2003.

Resumo

O setor elétrico brasileiro passou, nos últimos anos, por problemas derivados de expressivas falhas de desenho. Deste modo, este trabalho visa propor um modelo de mercado de capacidade de curto prazo com comercialização via mercado de opções, que operaria como um mecanismo de *hedge*. Este mercado visa aumentar a confiabilidade, no curto prazo, e incentivar os investimentos no longo prazo. Outro objetivo deste modelo de mercado é reduzir a volatilidade do preço MAE.

O mercado de capacidade, tal como aqui proposto, reduz o risco das empresas envolvidas, tanto geradoras quanto distribuidoras. As primeiras minimizam o risco porque recebem pagamento (prêmio da opção) pela disponibilidade. As últimas porque garantem o fornecimento de eletricidade, de modo a poderem honrar contratos com os consumidores.

Verificou-se também que o mercado de capacidade só será eficiente caso o mercado spot seja também eficiente. Na verdade, há uma relação de interdependência entre ambos. Sendo assim, o mercado de opções de capacidade é uma solução do tipo *second-best*.

Este mercado implica a necessidade de um poder regulador ainda mais eficaz, dado que uma das mais importantes características deste é a presença de penalidades, que são condições básicas para o correto funcionamento de tal mercado. Donde conclui-se que é necessário um órgão regulador eficiente.

Concluiu-se, por fim, que para ser eficiente, o mercado de capacidade e seus preços teriam que ser significativamente influenciados pela competição e esta deveria ter um grau bastante acentuado ou, caso contrário, não compensaria os custos de transação, decorrentes da implantação de um mercado secundário para o setor elétrico brasileiro. Ou seja, a introdução da competição é condição básica para o melhor desenvolvimento do mercado de energia, e, conseqüentemente, de outros tipos de mercados relacionados.

LEITE, André Luís da Silva Leite. **Modelo de mercado de capacidade com hedge para o setor elétrico brasileiro**. Florianópolis, 2003. 150 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, 2003

Abstract

The Brazilian electricity industry has, in the near past, undergone serious problems due to significant flaws of design. As an aftermath, the supply crisis of 2001 resulted in the excess capacity. For this extra capacity, the generators are not being paid.

So, this thesis aims to model a short run capacity market for the Brazilian electricity sector, with mechanisms of options markets. This market's goals are to stimulate new investments, reduce the spot price volatility and enhance (maintain) reliability.

To achieve its goal, we first described the main characteristics of a capacity market according to the Brazilian electricity industry structure. Then, we developed a model to forecast the spot price. And, using the Black and Scholes model, we calculated the price of the call options.

The most important conclusion of this work is that the capacity market is only efficient if the spot market is also efficient. In other words, there's an interdependent relation between these markets. So, the capacity market is a second-best solution, due to the fact that, first, it's crucial to model a competitive spot market for Brazil.

It was also asserted that the capacity market requires an efficient regulation, because one of its main characteristics is a penalty for the generators that are not available. So, it's necessary to strengthen the regulator's power, both in the spot and in the capacity market.

So, it was also noted that the prices of capacity should strongly be influenced by competition. If not, the implementation of this model would not cover the transaction costs. Therefore, it is necessary to enhance the degree of competition in the Brazilian electricity industry, especially in the spot market.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Problema de pesquisa

É inquestionável a importância dos setores de infra-estrutura (gás, eletricidade, água, telecomunicações e transportes) para o desenvolvimento econômico. Nas duas últimas décadas, em diversos países do mundo, estes setores vêm sofrendo reformas no sentido de introduzir competição, nos segmentos onde isto é possível. No caso brasileiro, além deste objetivo, a crise financeira do Estado, que teve como consequência a redução dos investimentos estatais, também motivou a reforma.

Historicamente, a indústria de energia elétrica (IEE) tem sido encarada como um monopólio natural, devido às economias de escala obtidas nos projetos de geração de eletricidade, bem como às economias de seqüência, que permitiram a integração vertical das diversas atividades das empresas. O surgimento de novas tecnologias, principalmente em usinas geradoras termelétricas a carvão e gás, reduziu a importância das economias de escala e permitiu o surgimento de unidades produtoras de menor porte, o que incentiva o surgimento de um número maior de empresas e a possibilidade de introdução de competição no setor. Assim, para a eficaz introdução da competição, é necessário a desverticalização das empresas e a revisão do papel do Estado. A reestruturação da CEGB, empresa geradora de energia elétrica da Inglaterra e País de Gales, no início dos anos noventa, constitui o grande marco das mudanças no setor de energia elétrica em todo o mundo.

O modelo de reestruturação, proposto na década de 1990, da indústria de energia elétrica no Brasil é semelhante ao inglês, principalmente no que diz respeito aos mecanismos de incentivo à competição e à eficiência produtiva. Tal modelo foi elaborado por um consórcio de empresas de consultoria¹ e seus principais aspectos são: segregação da geração, transmissão, distribuição e

¹ Coopers & Lybrand (1997).

comercialização; criação do operador independente do sistema; introdução da competição na geração e na comercialização; criação do mercado atacadista de energia elétrica, onde será transacionada a energia não comprometida nos contratos bilaterais entre distribuidoras e geradoras; e caracterização dos papéis dos agentes, como o agente regulador, por exemplo.

As características básicas da indústria de energia elétrica foram afetadas, tendo distintas implicações para os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Para atingir os objetivos do modelo, a indústria de energia elétrica deve ser dividida em função da natureza do negócio, i.e., geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A geração é parte importante da cadeia de valores do setor elétrico, na qual as economias de escala não são mais significativas e, portanto, a competição pode ser introduzida. No entanto, na transmissão e na distribuição, as economias de escala são vitais e tendem a produzir um monopólio natural. Atualmente, como um novo componente na cadeia, surge a comercialização, que é uma função mercantil, na qual não existe monopólio natural e que não requer a propriedade de ativos na indústria.

No que diz respeito ao estabelecimento da competição, esta deverá estimular as inovações de forma a estimular a eficiência das empresas. Dessa forma, alguns segmentos do setor elétrico deixarão de funcionar em regime monopolista, o que implicará uma mudança de paradigma para essas empresas (Gomes, 1998). O estímulo à competição seria resultado da desverticalização das empresas, da segregação horizontal das maiores geradoras, reduzindo-lhes o poder de mercado, do limite da participação no mercado, das restrições à propriedades cruzadas e do limite ao auto-suprimento (Santana e Oliveira, 1998).

No entanto, a crise de oferta de energia de 2001 mostrou que há ainda significativos erros de desenho de mercado, o que levou o governo a modificar o modelo proposto anteriormente, visando a aumentar a dinâmica do setor, bem como atrair novos investimentos². Deste modo, importa estudar mecanismos que possam garantir a confiabilidade do setor elétrico brasileiro,

² Conforme o Relatório de Progresso nº 2 do Comitê de revitalização do setor elétrico, fevereiro de 2002.

que é uma necessidade física do setor. Também importa examinar mecanismos que captem novos investimentos que garantam o suprimento de eletricidade. Historicamente, a confiabilidade tem sido garantida por mecanismos administrados, com base na existência de empresas verticalmente integradas. À medida que se caminha para um ambiente de maior grau de competição no setor, tais decisões devem ser fragmentadas entre os agentes, quer sejam públicos ou privados. No entanto, neste caso, as decisões seriam baseadas primeiro na lucratividade e, de forma secundária, em requerimentos de confiabilidade. Ou seja, já que a capacidade instalada das geradoras é de suma importância para a segurança do sistema, então, num ambiente de mercado ou de transição para o mercado, deve haver algum tipo de remuneração para esta capacidade. Assim, ao se criar um tipo de remuneração para a reserva de geração pode-se estimular a manutenção da disponibilidade dos geradores.

No caso brasileiro, as características inerentes da eletricidade provocam significativa volatilidade nos custos marginais de produção e, conseqüentemente, no preço *spot*. Deste modo, um mercado futuro pode contribuir para reduzir o risco, tanto dos geradores quanto dos compradores. Há dois tipos de risco neste caso. O risco relativo à volatilidade do preço da energia e o risco relativo à escassez de energia, sendo o primeiro dependente do segundo.

Na verdade, um bom design de modelo para o setor elétrico seria tal que, ao mesmo tempo, permitisse uma adequada volatilidade dos preços no mercado *spot* e assegurasse a expansão do sistema de forma atender a evolução do consumo.

Posto isto, apresenta-se a seguir a questão de pesquisa, bem como os objetivos deste trabalho.

1.2 Questão de pesquisa

Foi adotada a seguinte questão básica de pesquisa:

“Um mercado de capacidade, com as características do que está sendo aqui proposto, é capaz de incentivar a expansão da capacidade e reduzir a volatilidade do preço de mercado de curto prazo, dado o arranjo de hedge, que seria garantido por meio da comercialização via mercado de opções?”

Esta questão básica se desdobra em outras perguntas secundárias, cujas respostas ajudarão a detalhar e clarificar a questão principal:

- Quais as vantagens de um mercado de capacidade em relação a outros mecanismos de garantia da confiabilidade?
- Como um mercado de capacidade pode ser introduzido dentro da indústria de energia elétrica brasileira?
- Simulações do preço de capacidade e do prêmio de opções de capacidade reduzem a volatilidade do preço *spot*, o que contribuiria para aumentar os investimentos?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Propor um modelo de mercado de capacidade de curto prazo para o setor elétrico brasileiro com comercialização via mercado de opções.

1.3.1 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral os seguintes objetivos específicos se fazem necessários:

- a) Propor um modelo de mercado de capacidade com transações via mercado de opções, levando em consideração as características físicas do setor elétrico brasileiro;

- b) Propor um modelo ARIMA de previsão do preço no Mercado Atacadista Brasileiro;
- c) Com base nos preços futuros teóricos estimados pelo modelo ARIMA, calcular o prêmio das opções de capacidade, via o modelo de Black and Scholes;
- d) Análise da aplicação deste modelo de mercado ao setor elétrico brasileiro.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho, além desta introdução, discute, no capítulo 2, a fundamentação teórica a respeito de competição e oligopólio, o ambiente no qual ocorrerá a competição, e, brevemente, poder de mercado. Introduz também a noção de mercados de futuros e mercados de opções, necessários para a compreensão do modelo proposto. Este capítulo examina aspectos essenciais da reforma do setor elétrico, extremamente pertinentes para os objetivos deste trabalho. No capítulo 3 examina-se a literatura recente sobre as reformas e a introdução da competição no setor de energia. Completa o capítulo a análise crítica de mercados futuros e de capacidade existentes em outros países, pois se crê ser importante estudar a experiência internacional. O capítulo 4 aborda a questão da confiabilidade e dos mecanismos de garantia e manutenção da mesma, que é o objetivo do modelo proposto.

O quinto capítulo apresenta a estrutura do setor elétrico brasileiro. Importa notar que para se discutir a tal estrutura é necessário fazer um breve apanhado do histórico das reformas, bem como, o contexto político, que tem significativas implicações no setor elétrico. Examinam-se também as falhas de design da indústria de energia elétrica (IEE) brasileira, que levam a necessidade de mecanismos de garantia da confiabilidade.

O sexto capítulo apresenta o modelo proposto e os resultados da pesquisa, sendo o cerne do trabalho. Por fim, o sétimo capítulo refere-se às conclusões. Também no capítulo dois, encontra-se a definição de confiabilidade e a análise das diferentes maneiras de mantê-la.

1.5 Aspectos metodológicos

Método é um instrumento do conhecimento que proporciona aos pesquisadores orientação geral que facilita planejar uma pesquisa, formular hipóteses, coordenar investigações, realizar experiências e interpretar os resultados (Fachin, 2002). O método torna-se válido quando sua escolha baseia-se em dois motivos: i) a natureza do objeto a que se aplica; e ii) objetivo que se tem em vista.

Segundo Deslandes (1984), um projeto de pesquisa inicia-se pela definição de um tema, que indica uma área de interesse a ser investigada, seguindo-se a formulação do problema. O tema principal desta pesquisa é o estudo da viabilidade de um mercado de capacidade adaptado às características do setor elétrico brasileiro.

Luna (1998) mostra que uma pesquisa tem que satisfazer pelo menos três requisitos: i) a existência de um problema ou pergunta que se deseja responder; b) a elaboração de um conjunto de passos que permitam obter a informação necessária para respondê-las; e c) a indicação de um grau de confiabilidade na resposta obtida.

Posto isto, pode-se dizer que esta pesquisa é do tipo hipotético-dedutiva. Tal classificação de pesquisa deriva do positivismo, que se caracteriza por “haver a comprovação da teoria por meio de aplicações empíricas das conclusões que dela se possam deduzir” (Popper, 2000, p.33). Ou seja, sua finalidade é verificar até que ponto as novas conseqüências da teoria respondem às exigências da prática.

No que concerne ao conteúdo, esta pesquisa pode ser classificada como sendo do tipo ‘aplicada’ por utilizar desenvolvimentos teóricos para estudos empíricos sobre a realidade estudada (Munhoz, 1989). É importante mencionar que esta pesquisa contém análise quantitativa e qualitativa, sendo pertinente, considera-la das duas maneiras.

Quanto aos dados para os testes, estes foram conseguidos diretamente junto ao ONS e ao MAE.

Assim, colocam-se as seguintes fases metodológicas:

- a) Identificação do problema;
- b) Posicionamento teórico;
- c) Análise da problemática; e
- d) Conclusões.

1.6 Delimitação do trabalho

Segundo Fachin (2002), é imprescindível ao pesquisador a delimitação correta do problema, dado que dentro de uma área de investigação há inúmeras particularidades que conduzem aos problemas e a cada um deles poderá corresponder uma pesquisa científica ou um estudo separado.

Este estudo é uma contribuição à análise da reforma do setor elétrico brasileiro, e sua justificativa reside no fato de o mesmo abordar a questão da confiabilidade e da criação de um mecanismo de mercado para provimento desta. Destarte, o estudo realizará uma análise do mercado de capacidade, modelado na forma de um mercado de opções.

Modelos são abstrações da realidade, com o objetivo de serem usados em pesquisas e facilitarem a compreensão da mesma. A interpretação dos resultados é um fator limitador, dado que há um limite imposto pela metodologia escolhida. Assim, a delimitação deste trabalho está relacionada à própria metodologia de análise.

O estudo se limitará em termos geográficos à análise do setor elétrico brasileiro, especificamente os submercados Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S). No que diz respeito ao aspecto do tempo, o estudo focalizará o período desde a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), setembro de 2000 até setembro de 2002. No que diz respeito ao método, o estudo abordará a viabilidade de um mercado de opções de capacidade para o setor elétrico brasileiro por meio de testes econométricos e cálculos dos valores das opções de compra de capacidade.

No entanto, este estudo tem significativas limitações. Em primeiro lugar, alguns textos internacionais que abordam o assunto, como Hirst e Hadley

(1999), Oren (2000) e Chuang e Wu (2000), utilizam programação matemática no sentido de discutir o nível de reserva ótimo ou o preço da capacidade de reserva de geração. Neste trabalho, tentou-se estudo semelhante, no entanto, esta metodologia não se revelou aplicável à realidade Brasileira. Primeiramente, porque não há qualquer tipo de relação estatisticamente significativa entre o nível de reserva e o preço MAE. Isto é facilmente explicável pelo fato de que as reservas são determinadas com base em requisitos técnicos, e não de mercado. Além disso, o preço MAE também não é formado via mecanismos de demanda e oferta, e sim através de simulação. Deste modo, optou-se por modelar o mercado de opções de capacidade adaptado à IEE brasileira e simular o preço das opções de capacidade, através de preços futuros teóricos.

1.7 Relevância e Contribuições do trabalho

Com a atual reforma nas indústrias de eletricidade em todo o mundo, há diversos trabalhos acadêmicos enfocando este setor. Nesse sentido, é possível destacar, em nível internacional, alguns autores, como David Newberry (1997, 1999, 2000 e 2001), Paul Joskow (2000, 2001, 2002a e 2002b), Hunt (1996 e 2002), Stoff (1999, 2002a e 2002b) e Hogan (1992, 1997, 1998). Há também diversos grupos de pesquisas como o *University of California Energy Institute* (UCEI), que publicam constantemente trabalhos sobre os temas. No Brasil, destacam-se, na questão de mercados de energia, o Grupo de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), o Instituto de Energia da Universidade de São Paulo (USP) e diversos trabalhos desenvolvidos em nível de pós-graduação nos departamentos de Economia, Engenharia Elétrica e no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Muitos destes trabalhos estão citados ao longo do corpo do trabalho.

Por fim, mostram-se as contribuições que dão relevância ao trabalho. Ou seja é necessário mostrar que o mesmo não é trivial, é inédito e traz contribuições relevantes.

O trabalho não é trivial porque, devido às reformas em curso do setor e à crise de oferta de energia de 2001, há uma abundância de estudos relativos ao setor elétrico. No entanto, como posto anteriormente, em razão da importância do setor para o desenvolvimento nacional, estes estudos não são suficientes para se esgotar o tema. Assim, o trabalho apresenta uma contribuição no que diz respeito ao estudo de um mercado de capacidade para o setor elétrico brasileiro.

O trabalho é inédito, dado que não há, dentre os trabalhos pesquisados, um que trate de um mercado de capacidade, com transações via mercado de opções, adaptado às características do setor elétrico brasileiro.

No que diz respeito às contribuições do trabalho, estas podem ser mostrada em duas partes:

a) Discussão das vantagens e desvantagens de um modelo de mercado de capacidade, com transações via mercado de opções, que operaria como um mecanismo de *hedge* para o setor elétrico brasileiro, possibilitando aplicações teóricas e empíricas. Teóricas, no que diz respeito à metodologia empregada, bem como às conclusões do trabalho. E empíricas, possibilitando o estudo mais profundo da real implantação do mercado proposto, bem como de seus possíveis impactos sobre o setor elétrico;

b) O estudo pode ser utilizado no ensino de microeconomia e organização industrial, ao utilizar exemplos reais do setor elétrico.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Introdução

A teoria microeconômica tradicional há muito discute as vantagens de um mercado competitivo em relação a um monopolista. Mostra a teoria que a presença de uma estrutura monopolista impõe custos sociais, dado que nesta estrutura a empresa cobra um preço significativamente acima do custo marginal, haja vista que tem poder de mercado. Ao passo que, em mercados perfeitamente competitivos, as firmas se comportam como tomadoras de preço, de modo que o preço é igual ao custo marginal.

Introduzir a competição num monopólio natural pode ser indesejável, dado que uma única firma tem escala de produção eficiente para ofertar seu produto em todo o mercado. A reforma de uma indústria, tradicionalmente caracterizada como monopólio natural, pode dar origem a um oligopólio. Nesta estrutura, há forte tendência ao surgimento de práticas de conluio entre as empresas, sendo necessária a regulação estatal para coibir tais práticas.

Dois fatores se destacam na passagem de monopólio natural para uma estrutura oligopolista. Pelo lado da demanda, a variável chave é sua taxa de crescimento, e pelo lado da oferta, destaca-se o progresso técnico e, com menos importância, a redução dos preços dos insumos (Possas et al., 1998). Essa modificação na estrutura de mercado requer acompanhamento contínuo, por parte das autoridades reguladoras, das condutas empresariais, de modo a garantir desempenho eficiente.

Por sua vez, a regulação procura assegurar o bom funcionamento do sistema e preservar os direitos do consumidor. É comum a utilização do termo regulação quando se refere à intervenção do Estado na economia³. A justificativa econômica tradicional para a regulação é a falha de mercado (Araújo, 1997). Estas podem ser: informação assimétrica, indivisibilidades, a

³ Regular também pode ser utilizado no sentido de estabelecer a ordem, regularizar, acertar ou ajustar (Gomes, 1998.)

presença de externalidades, comportamento colusivo ou não otimizante dos agentes, i.e. poder de mercado, e outras violações das hipóteses neoclássicas de equilíbrio geral competitivo.

Tradicionalmente, a teoria econômica prevê a regulação apenas em estruturas monopolistas, o que não impede que as especificidades da regulação se tornem referência na adoção de políticas antitrustes em estruturas de mercado competitivas. Possas et al (1998) chamam essa situação de regulação parcial, i.e., regulação tradicional com defesa da concorrência.

Posto isto, o objetivo deste capítulo é apresentar o referencial teórico básico a ser utilizado nesta pesquisa. O capítulo é dividido em mais duas partes, além desta introdutória. A próxima discute a noção de oligopólio e poder de mercado, partindo do princípio que esse é o cenário no qual ocorrerá a competição no setor elétrico. Na seção seguinte, apresenta-se brevemente a noção de mercados futuros, com ênfase em opções e na precificação de opções.

2.2 Competição em oligopólio

Um ponto de partida importante para se analisar a competição na IEE é caracterizar a estrutura de mercado, dado que esta é importante determinante das condutas das firmas que compõem o mercado e também da *performance* das firmas⁴. Os modelos mais comuns de estruturas de mercados são a concorrência perfeita e o monopólio. A grande vantagem destes modelos reside na sua simplicidade em demonstrar o modo como operam as firmas e suas conseqüências para o bem-estar social. No entanto, poucas indústrias podem ser caracterizadas como concorrência perfeita ou monopólio.

A maior parte dos mercados pode ser considerada como oligopólio. Ao contrário da concorrência perfeita, onde a firma é tomadora de preços, os oligopolistas têm poder de determinar seu preço. Mas, ao contrário de um monopolista, as firmas em oligopólio sabem que suas ações podem gerar reações por parte das firmas concorrentes.

⁴ Conforme o modelo Estrutura – Conduta – Desempenho.

Seria muito simplista considerar um oligopólio como um mercado situado no meio do caminho entre a concorrência perfeita e o monopólio. “Não é o caso de se mover da concorrência perfeita para o monopólio e a competição se deteriora de modo linear simples. Pode ser que, em alguns casos, os mercados se movam do ideal competitivo antes que a competição sofra de alguma forma perceptível, mas pode acontecer muito rápido uma vez passado um determinado limite” (NERA, 1999, p. 31). Além do mais, é teoricamente possível que em mercados com apenas duas firmas sejam observados resultados de concorrência perfeita⁵.

Assim, oligopólio refere-se a uma situação na qual um pequeno número de firmas é responsável pela maior parte da produção. Sua principal característica é a interdependência estratégica dos produtores; i.e., a ação de uma firma pode influenciar o desempenho das demais. Deriva daí o destaque da literatura econômica moderna à utilização de teoria dos jogos. Este é o enfoque atualmente predominante na “Nova Teoria da Organização Industrial”, que utiliza teoria dos jogos não-cooperativos e o seu principal conceito, o equilíbrio de Nash. Outra característica importante de oligopólios é a forte presença de barreiras à entrada.

2.2.1 Modelos de oligopólio não-cooperativos

Os modelos clássicos de oligopólio, que exemplificam a aplicação moderna de teoria dos jogos para a análise de interação estratégica são os modelos de duopólio (extensivos para oligopólio) de Cournot, Bertrand e Stackelberg. Dada a ausência de análise de possibilidade de colusão nesses modelos tradicionais, costuma-se tratá-los como modelos não-cooperativos de oligopólio.

⁵ A teoria dos mercados contestáveis sugere que resultados competitivos podem ser encontrados mesmo em mercados com apenas uma firma. As firmas que já operam no mercado podem ser levadas a manter seu preço a um nível competitivo para evitar a ameaça de possíveis entrantes (hit and run). Ver Baumol, Panzar e Willig (1982).

O modelo básico para se estudar um oligopólio de produtos homogêneos é o modelo Clássico de Cournot⁶ (1838). No modelo básico, há duas firmas produtoras de um determinado bem homogêneo. A característica essencial do modelo de Cournot é que cada firma deve escolher a quantidade a ser ofertada. Em outras palavras, é mais difícil determinar a quantidade a ser produzida do que determinar o preço, o que torna este modelo apropriado para se analisar o setor elétrico⁷. Assim, as decisões acerca da capacidade de produção são variáveis de longo prazo, enquanto o preço é uma variável de curto prazo (Cabral, 2000).

Neste modelo, o equilíbrio se dá quando cada firma produz um nível tal que maximize seus lucros dado o nível de produção dos concorrentes. Este equilíbrio é conhecido na literatura como Equilíbrio de Nash. Assim, como colocado em recente artigo da *National Economist Research Association* (NERA), “uma vez estabelecido este equilíbrio, nenhuma firma individualmente tem incentivo para se desviar dele, desde que esteja fazendo o melhor de acordo com a conduta das outras” (NERA, 1999, p. 22). Portanto, de acordo com o modelo de Cournot, todos os ofertantes escolhem um nível de produção e então o preço de mercado é determinado pela interação da oferta agregada com a curva de demanda.

No equilíbrio Cournot-Nash, a margem preço-custo é dada pela seguinte fórmula:

$$\frac{P - Cmg_i}{P} = \frac{S_i}{|\varepsilon|} \quad (2.1)$$

Onde, P é o preço de mercado, Cmg_i é o Custo Marginal de Produção da firma i , S_i é o *market-share* da firma i e ε é a elasticidade-preço da demanda⁸.

⁶ Neste trabalho, será dada ênfase apenas ao modelo de Cournot, devido às características do setor elétrico.

⁷ Em Cabral (2000, p. 114), há uma discussão interessante sobre os dois modelos básicos de oligopólio, Cournot e Bertrand.

⁸ A demonstração desta fórmula para oligopólio está em Cabral (2000).

Pode-se então notar em (2.1) que a margem (ou *mark-up*) é inversamente proporcional à elasticidade-preço da demanda. Do mesmo modo, quanto maior a parcela de mercado de uma firma (*market share*), maior será o poder de mercado desta firma e maior seu *mark-up*. Além do mais, firmas com menores custos marginais, e portanto mais eficientes, tendem a ter maiores *market-shares*, maiores *mark-ups* e, por conseqüência, maiores lucros⁹. Assim, o *mark-up* em uma indústria é determinado pela concentração¹⁰ nesta indústria e pela elasticidade-preço da demanda para todos os produtores desta indústria.

Em comparação com os modelos de monopólio e concorrência perfeita, o resultado do modelo de Cournot, para o duopólio e sua extensão para qualquer oligopólio homogêneo, é um preço de equilíbrio acima do nível competitivo, i.e., acima dos custos marginais, mas abaixo do preço de monopólio. Conseqüentemente, o equilíbrio Cournot-Nash é considerado sub-ótimo, dado que a quantidade produzida é menor do que seria em concorrência perfeita (Possas, 1999). Assim, os competidores à Cournot exercem poder de mercado, que por sua vez, é limitado pela elasticidade-preço da demanda. Muito embora, à medida em que aumenta o número de firmas, aumenta também a quantidade que maximiza o bem-estar social.

Do modelo básico de Cournot, é possível derivar uma relação entre o *mark-up* e o índice de concentração de Herfindahl - Hirschman (HHI)¹¹, que é definido como a soma dos quadrados das parcelas de mercado de todas as firmas da indústria.

$$\frac{(p - \sum_i CMg_{iS_i})}{p} = \frac{HHI}{|\varepsilon|} \quad (2.2)$$

⁹ Farrell e Shapiro (1990) mostram uma relação entre tamanho da firma e eficiência, onde em muitos casos, uma grande firma é mais eficiente do que duas pequenas, sugerindo uma fusão entre as duas pequenas.

¹⁰ Medida através do índice HHI.

¹¹ O valor do índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) aumenta com o aumento da desigualdade entre as firmas, independente do número de firmas. Logo, ele é considerado um bom indicador do grau de concentração em um mercado. Pelo fato de a participação das firmas ser elevada ao quadrado, o tamanho das firmas é levado em consideração. Desta forma, quanto menor a firma, menor é sua contribuição proporcional para o valor do índice.

O resultado mostrado em (2.2) mostra que o *mark-up* médio em um oligopólio à Cournot é dado pelo índice HHI dividido pela elasticidade-preço da demanda. Isto justifica a utilização do índice HHI como indicador de poder de mercado unilateral dado que o aumento do *mark-up* é a consequência imediata do exercício de poder de mercado. Assim, dadas as suposições de Cournot, à medida em que aumenta a concentração de mercado, os preços também aumentam, para um determinado nível de custos. Ou seja, há uma relação positiva entre concentração e *mark-up*¹².

2.2.2 Modelos de oligopólios cooperativos

Até aqui foi discutido apenas o exercício do poder de mercado de forma individual e unilateral pelas firmas. Sabe-se, no entanto, que em oligopólios, as firmas podem formar conluios para exercer o poder de mercado em conjunto. Neste caso, as firmas podem atuar no sentido de maximizar o lucro da indústria ou erguer barreiras à entrada de novos competidores. Os modelos clássicos de oligopólio compartilham a premissa teórica pouco realista de que não existe cooperação, ou pelo menos algum grau de coordenação consciente, entre os participantes de um oligopólio, sendo por isso chamados na literatura de modelos não-cooperativos. Essa premissa começou a ser questionada seriamente por Chamberlin (1929, apud Possas 1998), que argumentou ser irracional esse comportamento. Sempre que for possível, há forte tendência a um comportamento de colusão explícita, em busca da formação do preço e do desempenho de monopólio, correspondente à maximização conjunta de lucros.

Neste caso, as firmas não participam do jogo da concorrência apenas uma vez. A interação repetida¹³ entre elas gera um conhecimento mútuo e, em algumas situações, um interesse de cooperação, visando obter lucros de monopólio e reduzindo as incertezas.

Um trabalho importante na questão de colusão entre firmas é o de Stigler (1964). Nele, o autor desenvolve uma teoria da colusão com base na

¹² Muito embora, como mostrado na próxima seção deste capítulo, maior concentração não implica necessariamente maior poder de mercado.

¹³ A respeito de interação repetida é interessante ver o *paper* de Berhneim e Whinston (1990).

teoria microeconômica neoclássica. “Os lucros conjuntos de um grupo de firmas em uma indústria são maximizados quando elas agem juntas como um monopolista. Ao menos na formulação tradicional do problema de oligopólio, na qual não há incertezas em relação à quantidade e preços maximizadores de lucros, esta conclusão familiar parece inescapável” (Stigler, 1968, p. 39-40).

A partir daí, o tema de cartel, explícito ou não, adquiriu status acadêmico, motivando a formulação de hipóteses e teorias para explicar as condições de sucesso ou fracasso de diferentes tipos de práticas coordenadas de preços, e por extensão de lucros, além de outras variáveis. A existência de restrições legais à formação de cartéis e a conseqüente impossibilidade de imposição legal de contratos desse tipo leva a que sua análise econômica seja essencialmente idêntica à de outras formas mais brandas de colusão ou coordenação, motivo pelo qual hoje se aborda todos os tipos de comportamentos colusivos em oligopólio sob o tema comum da colusão tácita.

Finalmente, a incorporação de métodos de análise baseados na teoria dos jogos ajuda a sistematizar e a tornar mais claras as condições logicamente necessárias e suficientes para as diferentes hipóteses de comportamento estratégico. Em outras palavras, o modelo de oligopólios cooperativos visualiza firmas oligopolistas maximizadoras de lucros, que percebem que o equilíbrio não-colusivo não maximiza seus ganhos, mas há a oportunidade da cooperação, que em muitos casos parece ser a opção mais lucrativa.

Portanto, a respeito de conduta colusiva o artigo da NERA (1999) traz algumas conclusões importantes. São elas: Conluio ocorre com mais probabilidade em mercados concentrados, dado que a traição é mais facilmente perceptível em um ambiente com poucas firmas. Além do mais, quanto mais firmas há em um cartel, torna-se mais interessante fazer parte do segmento competitivo que compete com o cartel. Para que a colusão atinja o equilíbrio é essencial que as firmas objetivem lucros futuros. É necessário também que, para o sucesso da cooperação, cada firma esteja apta a monitorar as ações de suas rivais; e Conluios obtêm sucesso quando as variáveis envolvidas são facilmente previsíveis (e.g., padrões de demanda).

Cabe, por fim, mencionar a importância do papel das barreiras à entrada em oligopólios. A presença de barreiras à entrada de concorrentes potenciais em um oligopólio homogêneo permite às firmas incumbentes praticarem preços acima do custo marginal. As principais barreiras à entrada são: a) economias de escala; b) vantagem absoluta de custos; c) vantagem de diferenciação de produtos; e d) requisitos mínimos de capital para a instalação da capacidade produtiva associados a investimentos em P&D e propaganda. Em muitos casos, o que impede a entrada de novas firmas não é o preço limite do mercado, mas o fato de haver capacidade ociosa nas firmas incumbentes.

2.3 Poder de mercado

Desde a década de 1930, o *mainstream* da Organização Industrial vem concentrando seus esforços de pesquisa na definição e avaliação de poder de mercado e nos seus determinantes principais. Os custos sociais do monopólio receberam bastante atenção dos pesquisadores, ao passo que as eficiências que podem advir do monopólio, como economias de escala, foram negligenciadas por esta corrente teórica. Assim, estruturas de mercado altamente concentradas são indesejáveis devido à sua ineficiência¹⁴.

Cabral (2000) define poder de mercado como a capacidade da firma ajustar seus preços a um nível acima dos custos marginais de produção. É semelhante à definição de Mas-Colell et al (1995), que afirmam que poder de mercado é "(...) a habilidade de alterar os preços de forma lucrativa acima dos níveis competitivos"¹⁵. Em outras palavras, poder de mercado pode ser definido como o poder de uma empresa de fixar preços significativa e persistentemente acima do nível competitivo, com efeito lucrativo.

Além das definições usuais dos manuais de Organização Industrial, é interessante atentar às definições dos órgãos responsáveis pela legislação antitruste. Segundo o Departamento de Justiça dos Estados Unidos (DOJ),

¹⁴ Eficiência econômica é um critério de estimativa do desempenho das firmas, dos mercados e da economia como um todo, coloca Santacruz (1998). O mais conhecido critério de eficiência econômica está ligado à concorrência perfeita. A eficiência alocativa é maximizada na situação conhecida como Ótimo de Pareto, na qual não existe a possibilidade de um agente econômico obter ganhos de bem-estar sem uma conseqüente redução de bem-estar de outro agente econômico. (Santacruz, op. cit.).

¹⁵ MAS-COLLEL et al. Microeconomic Theory, p. 383.

“poder de mercado é a capacidade de, de modo lucrativo, manter os preços acima dos níveis competitivos por um significativo período de tempo. Em alguns casos, um único produtor de um produto para o qual não há bens substitutos pode manter o preço a um nível acima daquele, caso o mercado fosse competitivo”.

Similarmente, em algumas circunstâncias, onde um pequeno número de firmas é responsável pelas vendas de um determinado produto, estas firmas podem exercer poder de Mercado, inclusive se aproximando do desempenho de um monopolista, coordenando suas ações, tanto explicitamente quanto implicitamente.”¹⁶ (DOJ and FTC, 1997). Em outros casos, uma única firma pode, unilateralmente, exercer poder de mercado, o que caracteriza a conduta não-coordenada. Em todos os casos, o resultado do exercício de poder de mercado implica uma transferência de riqueza dos consumidores para os ofertantes ou uma má alocação dos recursos. (DOJ and FTC, 1997). No caso de condutas não-coordenadas, Stoff (2001) mostra que “poder de Mercado implica aumento de preço e, conseqüentemente, transfere riqueza dos consumidores para todos os ofertantes, não apenas para aquele que exerceu poder de mercado”¹⁷.

Um outro conceito, também de origem mais jurídica que econômica, destaca Possas (1996), e de significado muito semelhante, aparece na lei brasileira¹⁸, é o de posição dominante e seu respectivo abuso¹⁹. Apesar da ênfase distinta que alguns intérpretes colocam na independência de ação que esse conceito envolveria, para os efeitos antitruste concretos tal distinção não é muito relevante. Uma empresa oligopolista, por exemplo, tem poder de mercado, pode exercê-lo de forma abusiva (contra consumidores, empresas menores, etc.), mas não é independente, ao contrário, é interdependente dos demais oligopolistas.

¹⁶ DOJ & FTC, Horizontal Mergers Guidelines, 1997 (<http://www.usdoj.gov>, acessado em 20/05/2001).

¹⁷ STOFF, Steven. Power System Economics, 2002a.

¹⁸ Lei 8884 de 11 de junho de 1994 (disponível em <http://www.senado.gov.br>, acessado em 30 de março de 2001).

¹⁹ “Ocorre posição dominante quando uma empresa ou grupo de empresas controla parcela substancial de mercado relevante, como fornecedor, intermediário, adquirente ou financiador de um produto, serviço ou tecnologia a ele relativa” (Lei 8.884 de 11 de Junho de 1994, art. 20, 2º). O parágrafo 3º da mesma lei afirma que a parcela relevante é de 30% do mercado.

Importa ressaltar que o poder de mercado não se expressa somente nos preços. Grande parte das condutas consideradas anticompetitivas (por exemplo, as condutas previstas na lei nº 8884/94, art. 21) não ocorrem via preços. Essa definição, embora restritiva, é utilizada por ser simples e de fácil aplicação, inclusive jurídica. Ela implica a suposição de que quem pode elevar os preços significativa e persistentemente acima dos custos possui poder de mercado; e pode em princípio exercê-lo por qualquer outro meio disponível. É interessante ainda lembrar que a lei 8.884/94, em seu art. 20 parágrafo 1º, afirma que “a conquista do mercado resultante de processo natural fundado na maior eficiência de agente econômico em relação a seus competidores não caracteriza o ilícito previsto no inciso II”. As condutas anticompetitivas, em muitos casos, podem implicar aumentos de preço.

É lugar-comum que a lei não coíbe o poder de mercado em si, e sim seu abuso (Possas, 1996). Mas, a lei não se limita a reprimir condutas anticompetitivas, procurando também preveni-las, ao atuar sobre a concentração das estruturas de mercado. Logo, em qualquer caso, é indispensável ter meios de identificar e avaliar se há poder de mercado e seu possível aumento em decorrência de algum ato de concentração, independentemente de já haver indícios de seu exercício abusivo.

2.4 Mercado de Futuros

Esta seção visa descrever, de modo sintético, um mercado de futuros, com destaque às suas ferramentas aplicáveis em mercados de energia elétrica e que serão utilizadas para modelar o mercado de capacidade, objetivo deste trabalho.

Tais mercados surgiram na Idade Média e foram originalmente desenvolvidos para fazer face às necessidades de fazendeiros e comerciantes. Esses mercados visavam eliminar ou reduzir o risco dos agentes devido às incertezas do preço dos produtos agrícolas. Com a popularização dos mercados de ações, os mecanismos se estenderam para estas modalidades de investimentos. Com a introdução da competição em mercados de eletricidade, mecanismos de mercados de futuros foram introduzidos para reduzir

volatilidade do preço *spot* e, por conseqüência, os riscos de geradores e compradores.

Um contrato futuro é um acordo de compra ou venda de um determinado ativo em um dado tempo futuro a um certo preço (Hull, 1998). Ou seja, contratos futuros funcionam como um mecanismo de *hedge*.

Uma das principais questões em mercados de futuros é a convergência do preço futuro para o preço *spot*. À medida que a data de entrega do ativo se aproxima, o preço futuro se torna igual, ou bastante próximo, do preço *spot*. Desta forma, mostra Hull (1998), que se o preço futuro for maior que o preço *spot*, então este último tende a aumentar, o que, tenderia a elevar os investimentos. Já se o preço futuro for menor que o preço *spot*, este cairia, reduzindo, portanto, os investimentos.

2.4.1 Mercados de Opções

Opção, por sua vez, é um instrumento que dá a seu titular, ou comprador, um direito futuro sobre algo, mas não uma obrigação; e a seu vendedor, uma obrigação futura, caso solicitado pelo comprador da opção (Silva Neto, 1996). A diferença do mercado de opções para o mercado futuro é que neste último, tanto o comprador quanto o vendedor estão negociando um direito e uma obrigação realizáveis em data futura. No mercado de opções negociam-se direitos e deveres realizáveis em datas distintas.

Assim, entende-se que o vendedor de uma opção vende um direito para que o comprador faça algo em data futura a suas custas. O comprador paga, em data presente, o prêmio ou o preço da opção, constituindo-se esta a remuneração do vendedor.

Há dois tipos de contratos de opção. Uma opção de compra (*call option*) dá ao titular o direito de comprar um ativo em uma determinada data a um certo preço. Enquanto que uma opção de venda (*put option*) dá ao titular o direito de vender um ativo a um certo preço em uma determinada data futura.

Assim, "opção é todo contrato que dá a seu detentor ou comprador o direito de comprar ou vender determinado bem pelo preço acordado na efetivação do contrato" (Silva Neto, 1996, p. 19). O lançador da opção tem a

obrigação de vender (caso seja uma opção de compra) ou de comprar (caso seja uma opção de venda) se, e somente se, solicitado pelo titular da opção.

Quanto ao prazo do exercício das opções, elas podem ser divididas em dois grupos. A opção do tipo americano é aquela que pode ser exercida desde o primeiro dia útil após sua compra até a data do vencimento do contrato. Já as opções que só podem ser exercidas em uma data específica são conhecidas como opções do tipo europeu.

O mercado de opções opera também como um mecanismo de *hedge*, i.e., como um seguro, para as mercadorias transacionadas. A forma mais direta de *hedge* neste mercado é a compra de opções de compra para os consumidores e a compra de opções de venda para os produtores de uma dada mercadoria. Importa notar que o comprador da opção adquire o direito, mas não o dever de comprar um ativo pelo preço determinado em uma determinada data, assim, estabelecendo um preço máximo para este ativo. Supondo opções de compra, esta somente será exercida à medida que o valor do ativo seja maior que o preço do exercício da opção. Assim, na medida em que aumenta o tempo entre a compra da opção de compra e o período de seu exercício, o preço da opção também aumenta. O inverso é válido para as opções de venda.

2.4.2 Precificação de opções: o modelo Black - Scholes

Um dos principais modelos de precificação de opções é o modelo Black – Scholes. Nesta seção, será apresentado o modelo de precificação de opções de compra (*call*) do tipo europeu, que é a proposta deste trabalho.

Em primeiro lugar, o modelo assume (Hull, 1998, p.232) que o ativo a ser precificado segue um caminho aleatório. Ou seja, a variável é estocástica. Posto isto, a volatilidade do ativo assume papel de suma importância no cálculo do valor da opção.

Assim, a fórmula de Black – Scholes para a avaliação do prêmio de opções de compra do tipo europeu é:

$$C = SN(h) - Ee^{-rt} N(h - v\sqrt{t}) \quad (2.3)$$

onde:

$$h = \frac{\ln\left(\frac{S}{E e^{rt}}\right)}{v\sqrt{t}} + \frac{v\sqrt{t}}{2} \quad (2.4)$$

C = valor teórico da opção de compra (*call*);

S = Preço do ativo no mercado *spot*;

E = preço de exercício da opção;

T = tempo até o vencimento;

V = volatilidade expressa na forma decimal;

r = taxa de retorno 'livre de risco'

e = Base de logaritmos naturais;

ln = Logaritmo natural

N(x) = Função cumulativa normal²⁰

Em resumo, o modelo opera com a probabilidade de a opção ser exercida, ajustando o retorno esperado da opção de acordo com esta probabilidade. Silva Neto (1996) coloca que um dos principais elementos do modelo Black – Scholes como determinador do preço da opção é a volatilidade, porque é o nível de volatilidade que determinará se a opção será ou não exercida.

2.5 Conclusões do capítulo

Este capítulo teve como objetivo apresentar a fundamentação teórica da pesquisa, que se centrará na análise de um ambiente onde deve prevalecer a competição oligopolística e na avaliação de poder de mercado. Mostrou-se que em estruturas oligopolistas há forte tendência de haver poder de mercado, ou condutas anticompetitivas. A moderna literatura, baseada em Teoria dos Jogos, demonstra com precisão a relação entre as variáveis estruturais e as estratégias das firmas. Conclui-se também que o poder de mercado pode ser

²⁰ Para o cálculo da função cumulativa normal é interessante ver Silva Neto (1996, p.174).

controlado ou reduzido com a introdução ou pelo aumento da competição e por força da lei.

Outro fator importante diz respeito ao papel estratégico desempenhado pelas barreiras à entrada, que são característica comum de setores oligopolistas. Por último, foi mostrado que em mercados de produtos homogêneos, a livre entrada nem sempre é socialmente desejável, devendo, portanto, haver restrições à entrada, dadas pelo mercado ou pelo regulador.

Por fim, relatou-se que mercados de futuros são mecanismos de redução da volatilidade dos preços, e que, principalmente, mercados de *commodities*, ou onde bens essenciais que recebem tratamento semelhante às *commodities*, podem ter o mercados futuros e de opções, visando à redução da volatilidade e à garantia da entrega do bem.

3 AS REFORMAS NO SETOR ELÉTRICO

3.1 Introdução

A parte mais complexa das reformas no setor elétrico diz respeito ao desenho do mercado. O problema consiste em estabelecer uma configuração de mercado tal que estimule os investimentos e, ao mesmo tempo, garanta bem-estar social. Este desenho depende de uma série de fatores que são particulares de cada país ou região, tais como, a matriz energética, a distância entre as fontes geradoras e os centros de carga, variações climáticas, capacidade de transmissão, ideologia política dos responsáveis pelas reformas, entre outros.

E nesta questão, todos os países, pode-se dizer, têm pouca experiência em reformar e redesenhar o setor elétrico, de modo que é natural que surjam erros de desenho. Alguns desses erros de desenho dizem respeito a situações que permitam às empresas exercerem poder de mercado. Também há falhas quando os desenhos não estimulam a competição e os investimentos.

Assim, este capítulo tem como objetivo apresentar a literatura recente que trata da formação de mercados e da introdução da competição em setores de energia elétrica. Também é objetivo do capítulo mostrar importantes questões referentes à presença de poder de mercado no setor elétrico e a mecanismos financeiros de comercialização de energia. O capítulo discute também o conceito de confiabilidade e os mecanismos para garanti-la, já que é vital para o setor elétrico.

3.2 A competição no setor elétrico

O paradigma no qual se baseia a reestruturação do setor elétrico no Brasil e em diversos países consiste basicamente na introdução da competição nos segmentos nos quais isto é possível, dado que depende das características inerentes à estrutura do setor elétrico de cada país.

Tipicamente, se considera a geração e a comercialização como segmentos competitivos, enquanto que a transmissão e a distribuição são vistas como monopólios naturais. No caso brasileiro, a reforma também se dá devido à necessidade de investimentos privados, dado o esgotamento da capacidade financiadora do Estado.

A indústria de energia elétrica é considerada uma indústria de rede, tal qual os setores de telecomunicações e gás²¹. Klein (1996), ao estudar a introdução da competição em indústrias de rede, mostra que, dados os atuais avanços tecnológicos, não deve haver restrições à entrada. Caso seja necessário, os critérios de entrada devem ser revistos periodicamente²².

De maneira geral, a eficiência econômica é o objetivo da reforma, enquanto a introdução da competição é o meio para se atingi-la. E, livre acesso, reestruturação e desregulamentação são as ferramentas necessárias para o sucesso da reforma²³.

A introdução da competição no segmento de geração implica o livre acesso dos produtores às redes de transmissão e distribuição, de modo que todos os produtores possam utilizá-las de modo indiscriminado. Isto requer novos arranjos institucionais e um novo aparato legislativo.

Já o termo reestruturação refere-se às mudanças na estrutura das empresas da indústria de eletricidade, a desverticalização das empresas, ou, a separação das empresas nos três segmentos de atuação, i.e., geração, transmissão e distribuição. A desverticalização tem como objetivo prevenir o comportamento predatório e, dado o livre acesso à rede, aumentar o número de competidores no segmento de geração.

Nos Estados Unidos, o fim dos monopólios verticalizados e regulados deveria levar a um ambiente de competição no qual o livre mercado seria o regulador de preços e quantidades. No entanto, a presença do regulador

²¹ Indústria de rede é aquela na qual compradores e vendedores são integrados através de redes de transmissão e de distribuição (Santana e Oliveira, 1998). Ou seja, é um caso especial de monopólio natural, onde exploram a multiplicidade das relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, o que envolve um princípio de organização espacial e territorial. Nota-se, assim, que as indústrias responsáveis pelo provimento de infra-estrutura são indústrias de rede, conforme Pinto Jr e Fianni (2002).

²² No caso do setor elétrico, a livre entrada é questionável, como se verá na próxima seção.

²³ Hunt (2002, p. 5).

continua sendo fundamental, especialmente para coibir condutas predatórias, como conluíus, e garantir os direitos dos consumidores.

Desde a década de 1980, diversos trabalhos têm explorado a idéia de competição em indústrias de rede, e, em particular, no setor elétrico. Alguns trabalhos partem do ponto de vista da engenharia, enquanto outros assumem o ponto de vista dos economistas. Estes últimos normalmente utilizam-se de modelos de competição oligopolista.

Newberry (1999) argumenta que para a introdução bem-sucedida da competição em mercados de energia, três requisitos devem ser satisfeitos: uma margem confortável de excesso de capacidade; crescimento lento da demanda; e oferta abundante de gás de baixo custo²⁴.

Assim, muitos mercados de energia emergiram na última década. Nos Estados Unidos, *pools* de energia elétrica operam regionalmente, ao mesmo tempo em que mantêm relações comerciais. Na Inglaterra e País de Gales, até 2000, as distribuidoras de energia no varejo compravam do *pool* e a mitigavam a volatilidade através de contratos financeiros de diferenças. Com os novos arranjos, a energia elétrica é transacionada via contratos bilaterais futuros (tanto de longo quanto de curto prazo) e através de bolsas de energia elétrica²⁵. Nos países nórdicos, distribuidoras compram dos geradores utilizando contratos bilaterais e também no mercado *spot*, utilizando contratos futuros como *hedge*.

Em todos os casos, a essência consiste em maximizar a competição no segmento de geração, sendo que esta se dá por intermédio de preço, e não de custo, como ocorria nas estruturas verticalizadas e monopolizadas.

3.3 Aspectos essenciais dos mercados de energia

A desverticalização das empresas implica a formação de quatro atividades básicas na indústria de eletricidade. O segmento de geração, ou produção de energia, devido à significativa presença de economias de escala,

²⁴ Araújo (2001) destaca que a ausência de um destes requisitos não implica que a competição seja impossível, mas torna a tarefa dos responsáveis pela reforma mais árdua.

²⁵ *Power Exchanges*, como é denominada a bolsa na Inglaterra.

sempre foi visto como um monopólio natural. Isto era verdadeiro também no caso brasileiro, que para aproveitar o grande potencial hidráulico do país, o crescimento do setor baseou-se na construção de grandes hidrelétricas. No entanto, o avanço tecnológico verificado na década de 1980, nos países desenvolvidos, permitiu a introdução das *Combined Cycle Gas Turbines* (CCGT), que produziam energia em escala menor que outras termelétricas, mas com mais eficiência, o que contribuiu para a redução dos custos de produção, e a conseqüente diminuição da importância das economias de escala. Isto foi condição básica para a introdução da competição na indústria de energia.

Já a transmissão refere-se ao transporte da energia em alta voltagem. Neste caso, a eletricidade flui em corrente alternada (AC) de acordo com as leis de Kirchoff²⁶. Um dos problemas da rede de transmissão é sua fragilidade, caso, por exemplo, ocorra um excesso de carga ela pode se tornar instável e causar blecautes. Deriva daí a necessidade da figura do operador do sistema, que é responsável pelo sistema de despacho. Em suma, ela coordena as atividades de geração e a carga de modo a manter a estabilidade física do sistema.

Por sua vez, a distribuição é o transporte da eletricidade em baixa voltagem, ou seja, em direção aos consumidores finais. Por último, a nova atividade que surgiu após as reformas, a comercialização de energia. Isto é, uma função mercantil, que na antiga estrutura da indústria estava ligada ao segmento de distribuição. Mas, a introdução da competição neste segmento também encerra problemas. Enquanto a competição no atacado é viável, no varejo esbarra no problema da medição, o que eleva significativamente os custos das empresas deste segmento.

Basicamente há dois tipos de mercados de eletricidade²⁷. Os mercados de contratos bilaterais e os mercados do tipo *Pool*. No primeiro caso, os agentes podem transacionar livremente, de modo que, vendedores e

²⁶ A lei de Kirchoff de tensão, ou lei das malhas, afirma que a tensão aplicada a um circuito fechado é igual à soma das quedas de tensão naquele circuito. Já, a lei de Kirchoff da corrente, ou lei dos nós, afirma que a soma das correntes que entram numa junção é igual à soma das correntes que saem da junção. (Gussow, 1996, p.136-139).

²⁷ Gebhard (2000) dá uma importante contribuição ao analisar as reformas do setor elétrico e propõe regras de transição para a introdução efetiva da competição na indústria de eletricidade.

compradores estabelecem contratos de compra e venda. A idéia básica é estabelecer um mercado livre de energia. Neste caso, a falta de um operador do sistema pode levar a sérios desequilíbrios, por isso tal mercado não foi colocado em prática.

O modelo *pool*²⁸, por sua vez, tem como principal objetivo minimizar o custo de operação do sistema, daí a necessidade de centralizar as operações do sistema. Neste modelo, os geradores e vendedores, de acordo com suas estratégias individuais, fazem suas ofertas e lances e o operador do sistema estabelece o preço de mercado. Em mercados do tipo *pool* há dois tipos de preço: o Preço Marginal do Sistema (PMS), que resulta de um leilão não-discriminatório, de modo que os agentes tenham pouca chance de modificar ou manipular o preço de mercado e que estimula os agentes a ofertarem preços próximos dos previamente estabelecidos, e o preço *pool*, que é o Preço Nodal (PN), que reflete as diferenças de preço entre os nós²⁹, refletindo as restrições de transmissão. Neste caso, os geradores são remunerados de acordo com sua localização no sistema, de forma que em momentos onde há congestionamento das linhas de transmissão pode haver significativo aumento de preço em determinados pontos ou nós do sistema.

A indústria de energia elétrica possui, então, quatro arranjos básicos possíveis, conforme delineados em Hunt e Shuttleworth (1996) e mostrados no quadro 3.1. O modelo 1 diz respeito ao modelo de monopólio tradicional, enquanto o modelo 2 caracteriza-se pelo fato de haver concorrência no segmento de geração. Entretanto, as vendas das geradoras se dão apenas para uma agência compradora (*purchasing agency*). A competição na geração se deve a três fatores básicos: a) livre acesso de todos os geradores às linhas de transmissão; b) estabelecimento de um preço-teto (*price cap*) para a compra de energia; e c) existência de uma única possibilidade de venda de energia. Os co-geradores e os produtores independentes competem para atender a demanda da agência compradora. As empresas distribuidoras, por sua vez,

²⁸ É interessante ver o paper de Bower & Bunn (1999), onde os autores contrastam as características de um *pool* com as de um mercado bilateral, dando ênfase no fato de que o *pool*, de fato, tende a ser mais competitivo.

²⁹ Um nó pode ser qualquer lugar onde há uma interseção de linhas de transmissão ou onde um gerador, grande consumidor ou distribuidor está conectado.

não teriam outra opção de fornecimento de energia, a não ser a agência, o que torna necessária a regulação do preço cobrado por esta última, o mesmo acontecendo com o preço para o consumidor final (Hunt e Shuttleworth, 1996).

Quadro 3.1 – Modelos de Competição no setor elétrico

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Características	Monopólio	Monopsônio	Competição no Atacado	Competição no varejo
Competição na geração	Não há	Significativa	Significativa	Significativa
Escolha do varejista	Não há	Não há	Significativa	Significativa
Escolha do consumidor	Não há	Não há	Não há	Significativa

Fonte: Hunt e Shuttleworth (1996, p.16)

Note-se que nos modelos 1 e 2 há elevado poder de mercado. No primeiro modelo, a firma é monopolista. No segundo, a agência compradora detém significativo poder de mercado, dado que é monopsonista quando se trata das empresas geradoras e monopolista para as empresas de distribuição.

O modelo 3 apresenta competição tanto no segmento de geração quanto no de distribuição. Sua principal característica reside na criação de um mercado atacadista de energia (mercado *spot*), que possibilita venda de energia entre geradores e distribuidores. Para que este modelo seja colocado em prática é necessário que as empresas sejam totalmente desverticalizadas e que o acesso ao sistema de transmissão seja livre tanto para as geradoras quanto para as distribuidoras. Assim, se o acesso ao mercado de geração é livre (sem barreiras à entrada, regulatórias ou técnicas), as usinas já existentes competirão com novas entrantes, o que tende a reduzir os preços médios da energia gerada. Além do mais, como as condições de geração do sistema devem ser neutras para os agentes compradores e vendedores de energia, é comum a existência de um operador independente do sistema (ISO).

A influência do operador deve ser proporcional à necessidade de otimização dos benefícios energéticos do sistema elétrico ou, principalmente, à interdependência energética das instalações de geração. Como no caso brasileiro, a coordenação é muito significativa, o ONS deverá adotar uma conduta mais ativa. As empresas distribuidoras que se beneficiam dos preços competitivos no MAE continuam com o monopólio da venda ao consumidor, o que mostra a necessidade de regulação de seus preços, como no modelo 2.

Por último, o modelo 4 parte do pressuposto que deve haver competição em todos os segmentos. As condições básicas para o funcionamento deste modelo são as mesmas do modelo 3, incluindo que, como há a possibilidade de os consumidores finais também poderem escolher seu fornecedor de energia, torna-se obrigatório o livre acesso de geradores e consumidores às redes de distribuição, implicando a desverticalização também das distribuidoras. A principal diferença do modelo 4 em relação aos outros consiste no fato de que, enquanto nos modelos 2 e 3 a competição se dá dentro de segmentos, neste modelo a competição se dá também entre segmentos, o que tende a aumentar a eficiência de toda a indústria.

Segundo Santana e Oliveira (1998), até recentemente o modelo praticado no Brasil era semelhante ao Modelo 1, onde não havia competição em quaisquer dos segmentos da cadeia de produção. A principal diferença diz respeito ao fato de que no Brasil cada empresa tinha o monopólio local (monopólios locais estatais). O modelo que está sendo implementado no Brasil é uma variação dos modelos 3 e 4, dado que incorpora aspectos importantes destes modelos, como competição na geração e livre escolha dos varejistas. Entretanto, no caso dos consumidores finais, apenas os consumidores livres poderão escolher seus fornecedores. A interdependência entre as diversas fontes de geração de energia e o próprio perfil de evolução do parque gerador são os principais determinantes das diferenças entre o modelo brasileiro e os modelos 3 e 4.

O quadro 3.2 apresenta, segundo Santana e Oliveira (1998) as principais características do modelo brasileiro.

Quadro 3.2 - Características do modelo do setor elétrico brasileiro

Características mais importantes	
Competição na geração	Em termos, sem oferta de preço
Escolha dos distribuidores	Sim
Escolha dos consumidores	Pouco significativa
Economia de coordenação	Importante

Fonte: Santana e Oliveira (1998)

3.4 Competição com poder de mercado no setor elétrico

Desde o início dos programas de reestruturação, o tema de poder de mercado tem sido estudado em abundância. Isso se deve principalmente à importância do setor elétrico no desenvolvimento econômico às leis da física que regem a transmissão de eletricidade. Muito embora, a definição de poder de mercado refira-se à capacidade de uma firma aumentar o preço de mercado de forma lucrativa, na maioria das vezes, ao considerar-se as peculiaridades do setor elétrico, o exercício de poder de mercado ocorre através de condutas diversas que permitam às firmas extrair significativas rendas.

Certas forças do mercado, tais como a entrada de novos ofertantes, tendem a aumentar o grau de competição, ao passo que outras, como as fusões, reduzem a competição. No entanto, a incapacidade de estocar energia elétrica e a o fato de a demanda por energia ser preço-inelástica, tornam os mercados de energia elétrica suscetíveis ao exercício do poder de mercado, de sorte que devem ser desenhados com cuidado.

Os atuais trabalhos a respeito do tema focam quatro temas básicos: i) concentração e poder de mercado; ii) demanda ativa e poder de mercado; iii) a importância das restrições de transmissão; e iv) mecanismos para mitigar poder de mercado.

3.4.1 Poder de mercado e concentração

A maior parte dos modelos de competição, principalmente os de Cournot e Bertrand, prevêem que há uma relação inversa entre a concentração dos

ofertantes e o grau de competição no mercado. Isto fica ainda mais evidente nos modelos com capacidades previamente dadas (Kreps e Scheinkman, 1983). Essa relação implica preços mais elevados e menos eficiência dos mercados. Green e Newberry (1992) obtiveram os mesmos resultados ao estudar a competição no setor elétrico inglês. Concluem os autores que as duas empresas geradoras daquele país extraem substanciais rendas, ou seja, elas não se comportavam de modo competitivo. Para os autores, resultados competitivos poderiam ser encontrados caso houvessem cinco geradoras com o mesmo tamanho. Assim, pode-se concluir que há uma relação negativa entre concentração de ofertantes e o grau de poder de mercado.

Mas, há evidências que invalidam a utilização dos índices de concentração como indicadores de poder de mercado para o setor elétrico. Wolfram (1999), também analisando o caso inglês, mostra que os preços no mercado *spot* não são tão elevados quanto se esperava dadas as análises de Green e Newberry (1992). Para Wolfram (1999), os resultados encontrados originam-se da ameaça à entrada de novos competidores, da forte regulação e da existência de contratos de longo prazo, no período de sua análise.

Perl (1995) argumenta que os testes tradicionais para se medir o poder de mercado, do modo como convencionalmente são utilizados, podem levar a erros de interpretação no caso de alguns setores, especificamente o da geração de energia elétrica³⁰. Assim, a utilização dos índices de concentração para medir o poder de mercado da geração de eletricidade, deve levar em consideração três fatores:

- Escopo geográfico: deve se restringir o escopo geográfico do mercado relevante, o que se torna muito difícil, dado que depende da correta previsão da operação dos sistemas de transmissão;
- Capacidade vs. Produção: a abordagem tradicional consiste em avaliar a parcela de cada ofertante em relação à capacidade total do mercado. Para Perl (1995), o problema reside no fato de que não se leva em conta as diferenças de custos entre as empresas concorrentes;

³⁰ Para ilustrar seus argumentos, Perl (1995) usa o índice de Herfindahl.

- Medidas de concentração *ex ante versus ex post*: para que a medição do índice seja correta, deve-se medir a concentração após as reformas³¹.

Portanto, as medidas de concentração industrial mostram-se ineficazes para medir precisamente o nível de poder de mercado na indústria de energia, dadas as suas características particulares. Borenstein, Bushnell e Knitell (1999) mostram que o problema com as medidas de concentração, no caso específico do setor elétrico, é que não levam em conta os seguintes fatores: i) o incentivo dos produtores; ii) a elasticidade-preço da demanda, e; iii) o potencial de expansão da produção pelos competidores e competidores potenciais. Esses fatores são fundamentais para a determinação do grau de poder de mercado na indústria de energia elétrica, dado que a energia não é estocável e a demanda no curto prazo é inelástica ao preço.

Dois outros fatores podem ser acrescentados aos listados anteriormente. Primeiro, o fato de que os índices de concentração não levam em conta a ameaça de novos concorrentes, que foi fundamental, conforme Wolfram (1996) para manter os preços abaixo dos níveis estimados em casos onde há poder de mercado. O segundo fator diz respeito à análise do mercado relevante. Dadas as condições de demanda e oferta, e em determinadas horas do dia, o tamanho do mercado depende do grau de congestão nos sistemas de transmissão. Assim, nos horários de ponta, as firmas podem se beneficiar de congestão nas linhas de transmissão. Nasser (1997) mostra que mesmo em um mercado perfeitamente competitivo, com informações perfeitas sobre custos, mas, com restrições nas linhas de transmissão, os ofertantes têm incentivos para aumentar seus lances acima do custo marginal. Ou seja, as firmas passariam a ter poder de mercado local. De acordo com Weiss (1997), dependendo dos mecanismos para se determinar o preço de mercado, o poder de mercado local leva a preços mais elevados em alguns nódulos de transmissão.

³¹ O autor mostra que após as reformas o índice de Herfindahl tende a diminuir.

Em momentos de demanda baixa, os congestionamentos nas linhas de transmissão são mínimos e a oferta de energia elétrica pode não sofrer nenhum tipo de restrição. Nas horas de pico, as restrições das linhas de transmissão podem efetivamente segmentar os mercados em pequenas regiões. Assim, a existência do poder de mercado, em determinados horários do dia, pode levar às firmas a concorrência menos agressiva nos mercados maiores (Bushnell e Wolak, 1999).

As firmas não podem fazer discriminação de preços por regiões, e assim tendem a ofertar seu produto no mercado a um preço determinado. Importa notar que as firmas, ao determinar seus preços, tendem a estabelecê-lo a um nível menor do que o cobrado no mercado local, dada a concorrência no mercado regional ou nacional. Portanto, muito embora, as firmas tenham poder de mercado, principalmente devido ao fato de ofertarem um produto preço-inelástico e de, em certas horas do dia, terem poder de mercado local, esse poder é limitado pela possibilidade de competição em um mercado mais amplo com preços que podem ser estabelecidos como no modelo de Cournot.

Como já colocado, a firma que detém poder de mercado, o faz para influenciar o preço de mercado. Deste modo, a firma determina o preço ou a quantidade de modo a atingir seus objetivos. A firma pode, por exemplo, reduzir sua oferta de modo que aumente o preço do seu produto. Borenstein (1999) mostra duas razões para as firmas reduzirem sua oferta e influenciar o preço de mercado: a elasticidade-preço da demanda e a elasticidade-preço da oferta. Sendo a energia elétrica um produto significativamente inelástico no curto prazo³², um aumento no preço implica um aumento na receita da firma.

Hogan (1992) mostra que preços nodais aliados a contratos podem ser utilizados como base para mercados desverticalizados. Neste caso, uma rede de contratos concerne a direitos de transmissão, ou seja, direito de transportar eletricidade entre dois pontos, dado um determinado preço de transmissão. Em um mercado desverticalizado, prossegue o autor, um organismo central recebe os lances, implementa o despacho ótimo e promove as transações a preços

³² A respeito de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica no Reino Unido ver Wolak e Patrick (1997). Para o Brasil, ver Andrade e Lobão (1997).

nodais. Sendo assim, a diferença entre preços nodais forneceria os preços de transmissão no curto prazo.

Hogan (1997) modela a competição no setor elétrico utilizando teoria dos jogos e o modelo de Cournot. Este trabalho introduziu a noção de restrições físicas nos fluxos de energia ao longo das redes de transmissão. Mostra, por fim, que sob determinadas condições de demanda, especialmente nos horários de ponta, a conduta dos agentes pode não ser competitiva.

Wolak e Patrick (1996), através de dados dos mercados *spot* da Escócia e da Inglaterra, concluem que a competição é significativa, no entanto ocorrem condutas de poder de mercado. Essas condutas não são manifestadas através de aumento de preços. Os autores concluíram que as firmas manipulavam suas disponibilidades de capacidade de modo a maximizar sua receita de capacidade. As firmas fazem isso manipulando o LOLP (*Loss of Load Probability*), que, por sua vez, determina o valor da capacidade disponível. Onde pode-se concluir que a declaração de disponibilidade é variável estratégica para a IEE.

Borenstein e Bushnell (1997) simulam competição no setor elétrico da Califórnia através de dados históricos, e concluem que na presença de restrições de transmissão entre o sul e norte do estado, a disponibilidade de capacidade hidrelétrica e a elasticidade-preço da demanda são determinantes mais importantes do poder de mercado do que os índices de concentração³³. Mostram os autores que investir em novas tecnologias que elevem a elasticidade-preço da demanda gera mais benefícios para a sociedade do que a desverticalização das empresas existentes.

Nasser (1997) destaca a importância das restrições de transmissão. O autor modela a competição como um leilão no qual cada geradora tem um custo marginal constante e tem capacidade suficiente para satisfazer uma demanda perfeitamente inelástica. Ele mostra que determinados agentes possuem 'poder de mercado local' e são capazes de extrair significativas rendas. Esta capacidade de lucrar com poder de mercado depende

³³ Como este trabalho propõe um mercado de opções de capacidade, cujo um dos alicerces é a declaração de disponibilidade, estudar a questão do poder de mercado na IEE é fundamental.

basicamente da presença de limitada capacidade de transmissão. Com estes limites, há a necessidade de despachar plantas não econômicas.

3.4.2 Nível de atividade pelo lado da demanda e poder de mercado³⁴

Uma abordagem pouco utilizada na literatura no sentido de criar mecanismos para coibir o exercício de poder de mercado refere-se à criação de um mercado no qual compradores e vendedores teriam participação nos lances e ofertas, caso ambos os lados tenha igual nível de concentração. De modo geral, coloca Weiss (1997), a eficácia da demanda ativa que levará ao aumento da competitividade de mercado dependerá do poder de barganha de ambos os lados.

No estudo de Bakerman et al. (1997) ofertantes e demandantes fazem lances para um organismo central. Para tanto, os autores utilizam dois mecanismos de leilão. Importa notar que em ambos os casos, encontrou-se resultados competitivos. Ou seja, o fato de demandantes concentrados fazerem seus lances reduz o poder de mercado dos ofertantes, mesmos estes sendo concentrados.

Assim, Weiss (1997) conclui que para um dado nível de concentração dos ofertantes, mercados onde há um pequeno número de grandes demandantes são mais competitivos que mercados com demanda passiva ou com pouca concentração de demanda.

3.4.3 Restrições de transmissão e poder de mercado.

Estudos que dizem respeito a poder de mercado devem levar em consideração também o tamanho do mercado relevante. No caso do setor elétrico, o tamanho do mercado relevante depende da capacidade do sistema de transmissão. Este sistema tem papel fundamental em mercados de eletricidade. A partir do momento em que se considerou eletricidade com *commodity*, a transmissão passou a ser considerada atividade estratégica

³⁴ Ver também Fraser (2001).

dentro da indústria. Muitos estudos recentes têm reafirmado a importância das linhas de transmissão para o exercício de poder de mercado e para a promoção da competição no setor elétrico, (Joskow e Tirole, 2000; Green, 1998; Bushnell, 1999). Quando há restrição no sistema de transmissão, e.g., alguns geradores podem ter significativo aumento de poder de mercado, enquanto outros podem ser excluídos do ambiente de competição. Dado que o índice HHI não leva em consideração as restrições de transmissão, em momentos de congestão, a concentração real pode ser maior do que a concentração medida pelo índice.

Uma maneira de reduzir este tipo de poder de mercado é reduzir as restrições de transmissão através de investimentos em expansão da capacidade de transmissão (Weiss, 1997). Borenstein, Bushnell e Stoff (1997) mostram que ofertantes podem ser estimulados a reduzir a oferta de modo a induzir congestão no sistema de transmissão. Argumentam também que não são necessárias quantias elevadas de investimento em expansão para reduzir os preços devido ao conseqüente aumento de competição.

3.4.4 Mitigação de poder de mercado

Stoff (2001) mostra que, no caso do setor elétrico, três fatores contribuem para a redução do poder de mercado. São eles: a) contratos futuros³⁵; b) incerteza da demanda e; c) conseqüências de longo prazo do exercício de poder de mercado. Deve-se ainda acrescentar a entrada, e também a ameaça de entrada, de novos ofertantes ou o aumento do grau de competição.

Em casos onde o modelo de competição é um *pool* e o preço *spot* é nodal, Stoff (1997) mostra que um mecanismo de direitos de transmissão, que ele chama de Contratos de Congestão da Transmissão (TCCs³⁶), podem ser formulados de modo a reduzir poder de mercado. Esses contratos, da mesma

³⁵ Desta forma, o poder de mercado, ou a ameaça de seu exercício, é uma razão para o modelo de mercado proposto neste trabalho.

³⁶ *Transmission Congestion Contracts*.

maneira que os Direitos Financeiros de Transmissão (FTRs) do *pool* PJM, visam reduzir o risco das empresas nos momentos de demanda de ponta.

Em relação à incerteza de demanda, ela é importante redutor do poder de mercado, dado que nesta situação, o consumidor torna-se preço-elástico. Assim, o preço tende a ser maior em horários onde a demanda é maior e vice-versa. A volatilidade do preço torna o consumidor mais sensível a variações de preço, de modo que previsões de demanda tornam-se mais difíceis. No entanto, esta situação está relacionada a dois aspectos. Primeiro, a matriz energética. Na maior parte dos mercados onde a volatilidade de preços tem sucesso, a matriz é significativamente diversificada³⁷. Em segundo lugar, estas regiões têm realmente crença na economia de mercado, o que modela a conduta dos agentes de acordo com os princípios da economia de mercado.

No que concerne à livre entrada, os manuais tradicionais de Organização Industrial mostram que, para que sejam alcançados os resultados de concorrência perfeita e, conseqüentemente, reduzir poder de mercado, a livre entrada é condição necessária. No entanto, Santana (2001) e Santana et al (2002), combinando os conceitos de *access pricing problem* e da *inefficient entry*, verifica que os instrumentos de estímulo à competição pelos consumidores livres, via livre entrada nos mercados das distribuidoras verticalizadas, devem levar em conta os efeitos de tal competição em relação ao ponto de vista do ótimo social, que tem como uma de suas variáveis mais relevantes a resposta da incumbente (acomodação) frente à entrada. Assim, no caso do setor elétrico brasileiro, e devido a suas particularidades, a livre entrada pode ser socialmente ineficiente. Sendo assim, o nível ótimo de entrada deve ser constantemente controlado pela agência reguladora.

3.5 Energia elétrica e o conceito de *commodity*

A energia elétrica tem, nos últimos tempos, sido considerada como uma *commodity*. No entanto, deve-se salientar que tal conceito não se aplica, sem ressalvas, à energia. Collins (2002) mostra que a energia elétrica

³⁷ Como é o caso do NordPool, do *pool* PJM (Pennsylvania, New Jersey e Maryland) e também do *pool* de New England.

não pode ser estocada, ao contrário das demais commodities. Neste caso, prossegue o autor, há pouca relação entre o preço dos contratos futuros e o preço *spot*, o que reduz as vantagens da utilização de mecanismos de mercados futuros para a comercialização de energia. No entanto, não há impedimentos que a energia elétrica possa ser transacionada com mecanismos aplicáveis as commodities.

O uso de mecanismos do mercado financeiro para comercializar energia elétrica tem a vantagem de aumentar o volume de negócios, mas a desvantagem de estabelecer uma faixa de validade para essa relação entre energia e o conceito de *commodity*. A faixa de validade é maior no caso dos sistemas com base térmica porque está envolvida, implicitamente, a comercialização da energia primária, no caso, gás ou petróleo que de fato são *commodities*, dado que são estocáveis. Já no caso de sistemas hidráulicos, onde a aleatoriedade de chuvas implica maior incerteza, a volatilidade é quase impeditiva, forçando a criação/invenção de verdadeiros malabarismos intelectuais para manter a associação, mas sempre com um risco.

Assim, há um mercado físico de energia, com suas características técnicas que devem ser respeitadas para a adequada prestação do serviço, e um mercado financeiro, que não estando submetido a tais características e, que, portanto, deve ser operado dentro de limites técnicos, para evitar negociação de ativos não realizáveis. Deste modo, a capacidade (MW) pode mais facilmente ser formulada como *commodity*, porque é estocável, o que facilita a teoria da convergência entre o preço futuro e o preço *spot* e torna viável a utilização de mecanismos de mercados futuros aplicados à energia elétrica.

3.6 Mecanismos de futuros utilizados na comercialização de energia elétrica

Com a introdução da competição em mercados de energia foi necessário encontrar novos mecanismos de comercialização. Isto porque se verificou, com o passar do tempo, que era necessário aumentar a liquidez de

tais mercados. Uma das maneiras de prover esse aumento de liquidez, ao mesmo tempo mitigando risco, era a introdução de contratos futuros de compra e venda de energia elétrica.

Mercados futuros de eletricidade são recentes, mesmo em países com mercado de capitais estruturado, e requerem regras e ferramentas especiais³⁸. Dado que a eletricidade não pode ser estocada, a máxima oferta de eletricidade em uma dada região em um certo momento é determinada pela capacidade máxima de geração nesta região.

Inicialmente, tais mecanismos eram bastante simples, mas na medida em que novos agentes passaram a entrar nos mercados, novas modalidades de mercados financeiros de energia foram surgindo. A principal característica de tais mercados é a utilização de mecanismos de futuros. Ou seja, dada a volatilidade do preço *spot* da eletricidade, buscou-se mecanismos que vissem reduzir tal volatilidade e permitir novos investimentos no setor. Importa notar que há projeções de mercado que indicam que as transações financeiras predominarão ao longo do desenvolvimento dos mercados de energia europeus³⁹.

O Nord pool⁴⁰ é composto de mercados físicos e financeiros. Neste último caso, há dois tipos de mercados, o Eltermin e o Eloption, cujos objetivos dizem respeito à criação de mecanismos de proteção para as transações no *pool*.

O Eltermin negocia dois tipos de contratos: futuros e *forward*. No primeiro, a carteira de contratos de cada agente é calculada diariamente, e reflete as modificações de preço que são liquidadas financeiramente entre os agentes. Isto facilita a identificação das perdas e ganhos por parte do gestor da carteira. Nos contratos *forward*, não há liquidação financeira até o período de entrega. A liquidação ocorre apenas no momento da entrega da eletricidade.

Por sua vez, o Eloption é um mercado de opções de energia. As opções negociadas no Nord pool são padronizadas para aumentar a liquidez. As opções transacionadas neste *pool* são do tipo europeu, ou seja, só podem ser

³⁸ Ver Clewlow, & Strickland, 2000.

³⁹ Nord pool (2001).

⁴⁰ Mercado de eletricidade que determina os preços *spot* na região que compreende a Noruega, Finlândia, Dinamarca e Suécia.

exercidas na data prevista. Tais opções utilizam contratos *forward*. O dia do exercício da opção é definido na terceira quinta-feira do mês anterior ao da entrega da eletricidade.

Desde o início das suas atividades, o mercado financeiro do Nord Pool vem tendo uma participação cada vez maior nas vendas de energia elétrica⁴¹. Assim, nota-se que a introdução de derivativos, que visam operar como um *hedge* e mitigar o risco, constituiu-se em uma estratégia eficiente em direção à maturidade de um mercado de eletricidade.

Nos Estados Unidos, há vários modelos de mercados futuros para eletricidade. Os mercados a termo de eletricidade são modelados a semelhança dos mercados a termo de gás⁴². Ou seja, um contrato onde o comprador é obrigado a comprar energia e o vendedor deve vender uma quantidade previamente fixada de energia em uma data futura anteriormente determinada.

Já os contratos futuros diferem dos mercados a termo no que se refere à padronização de contratos com preços fixos. Normalmente, são utilizados para suprir variações na demanda e oferta nos horários de ponta e são transacionados em bolsas reguladas⁴³.

Há também nos Estados Unidos os *swaps* de eletricidade. Estes contratos são estabelecidos para uma quantidade específica de energia que está referenciada ao preço *spot* nas duas pontas da cadeia, i.e., no gerador e no consumidor final. Estes contratos são usados basicamente para fixar o preço da energia em uma ponta diferente do ponto de entrega do produto como nos contratos futuros. Em outras palavras, o proprietário de um contrato de *swap* concorda em pagar ou receber a diferença entre o preço especificado no contrato e o preço *spot* locacional no momento da transação.

Existem também mercados de opções de energia nos Estados Unidos. Este mecanismo traz a vantagem de flexibilizar as decisões dos agentes, principalmente os distribuidores. É importante mencionar também, neste caso,

⁴¹ Atualmente a geração total deste pool é aproximadamente 380 TWh por ano, enquanto que as transações de contratos financeiros de energia elétrica respondem por aproximadamente 5 vezes este valor (Nord Pool, 2001).

⁴² Conforme Energy Information Administration (2002, p. 32)0..

⁴³ Como, por exemplo, NYMEX.

a utilização de *spark spreads*, que são opções de *commodities* cruzadas, cujo objetivo é minimizar as diferenças entre o preço da energia vendida pelos geradores e o preço dos combustíveis utilizados por estes geradores.

Por fim, ainda há mercados de comercialização de emissões, que visa reduzir os impactos ambientais da emissão de poluentes⁴⁴. E também os mercados de *hedges* climáticos, criados com o intuito de minimizar os riscos derivados das mudanças climáticas, conforme Mount (2002).

No entanto, embora existam nos Estados Unidos muitos mecanismos de mercados futuros, o desempenho destes nos últimos anos não teve o mesmo sucesso do desempenho dos derivativos de gás e petróleo. Muito embora tenha tido um crescimento significativo, o mercado de futuros de eletricidade americano entrou em colapso no final do ano de 2000⁴⁵. Em fevereiro de 2002, o *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) decidiu cancelar todos os contratos futuros de eletricidade devido ao pouco volume de negócios⁴⁶. A falência da empresa ENRON, que era uma das maiores *traders* de eletricidade, trouxe à tona os problemas de risco de crédito e de quebra das empresas do setor.

Collins (2002), analisando o mercado de futuros da Califórnia, aponta para o fato de que não havia a convergência entre o preço futuro e o preço *spot*. O autor sugere a utilização de um índice que tornaria factível a hipótese da convergência. No entanto, importa notar que as falhas nos mercados futuros de eletricidade nos Estados Unidos não são conseqüências de erros de desenho nestes mercados, mas, erros na concepção ou no funcionamento dos mercados de eletricidade como um todo. Cramton (2003), por fim, sugere que o problema americano advém da diversidade de modelos de mercados de energia, e propõe um desenho de mercado padrão para todas as regiões dos Estados Unidos. Argumenta que a expansão do escopo geográfico dos mercados de energia traria ganhos tanto de eficiência econômica quanto de confiabilidade. Proposição que é sustentada pelo estudo do GAO (2002), que

⁴⁴ Ver Zaborowsky (2002).

⁴⁵ Para críticas e propostas de novos modelos de mercados futuros nos EUA, ver Cramton (2003), Mount (2002), Audet et al. (2002), Collins (2002) e Brien (1999).

⁴⁶ NYMEX Notice number 02-57, **Notice of Delisting of NYMEX Electricity Contracts**, Feb 14, 2002 (disponível em www.nymex.com, acesso em 05/01/2003).

aponta que diferentes regras entre os mercados de eletricidade tendem a limitar a capacidade de se perceber os ganhos da competição.

3.7 Conclusões do capítulo

Desde o início dos programas de reestruturação do setor elétrico em diversos países, o tema do poder de mercado passou a ser constantemente debatido. Sendo a eletricidade um bem essencial, essa preocupação é natural. No entanto, as particularidades do setor, tanto no Brasil como em outros países, dificultam o estudo de poder de mercado. Assim, os primeiros estudos basearam-se em simulações à Cournot, e mostravam que as firmas incumbentes tinha estímulo para agir de forma oligopolística. No entanto, existe uma controvérsia, algumas simulações (Green e Newberry, 1992) mostram que o aumento do número de firmas pode trazer resultados competitivos. Ao passo que, outras simulações e estudos (Wolfram, 1996; Weiss, 1997) concluem que o aumento no número de firmas não é suficiente para reduzir ou mitigar poder de mercado. Para estes autores, e também para Araújo et alli (2000) e Denton (1999) e Otero-Novas et alli (2000), o principal mecanismo para mitigar poder de mercado é criar mecanismos de mercados que estimulem os investimentos e garantam conduta competitiva.

Assim, corrobora-se a idéia de Santana (2001), que, para o setor elétrico brasileiro, defende o controle da entrada no mercado, no sentido de controlar os elevados custos fixos inerentes às características da indústria. Nesse caso, a livre entrada pode se tornar ineficiente, reduzindo os investimentos futuros.

Além do mais, interessa notar que muitos países ou *pools* de energia estão introduzindo mercados secundários no setor elétrico. Estes mercados secundários, como os mercados financeiros e de capacidade, visam garantir suprimento de eletricidade, reduzir a volatilidade dos preços nos mercados de energia, mitigar poder de mercado, reduzir riscos e incentivar novos investimentos no setor.

4 CONFIABILIDADE E MERCADO DE CAPACIDADE

4.1 Introdução

Como já mencionado anteriormente, a reforma na indústria de energia elétrica resultou na introdução de mecanismos de mercado no setor elétrico. Com isso, duas visões antagônicas surgiram. A primeira, tradicional no modelo anterior, afirma que a principal característica do setor elétrico é a confiabilidade. A segunda é a visão do mercado e que, em alguns momentos específicos, pode expor a indústria de energia elétrica ao risco da queda na oferta de eletricidade. Na verdade, a ótica do mercado deve estar subordinada à questão física dos mercados de eletricidade. É possível compatibilizar as duas visões, mesmo levando em conta que a questão chave em mercados de eletricidade é a confiabilidade. E, que para tanto, a capacidade instalada tem que ser adequada para o sistema e com folgas.

Este capítulo visa estudar o conceito de confiabilidade e os mecanismos de garantia de confiabilidade em sistemas elétricos. Para tanto, está dividido em seis seções, além desta introdutória. A segunda apresenta a noção de confiabilidade. A terceira mostra as principais ferramentas para garantia de confiabilidade. A quarta parte mostra os argumentos, favoráveis ou não, para a utilização de um mercado de capacidade, no sentido de garantir maior confiabilidade do mercado. A sexta, as conclusões do capítulo.

4.2 Confiabilidade

A garantia do fornecimento de energia elétrica é condição fundamental para o crescimento econômico, sendo considerada, portanto, um ativo estratégico. No Brasil, a definição de um modelo para o setor elétrico é condição *sine qua non* para resolver os problemas de abastecimento e possibilitar a retomada do crescimento da economia. Some-se a isto que além da queda no ritmo dos investimentos experimentada no final da década de

1990, há crescentes movimentos sociais e ecológicos contrários à construção de grandes obras de geração e transmissão, o que pode limitar a oferta de energia em curto prazo. Assim, o desenvolvimento econômico depende do uso mais racional das fontes energéticas, principalmente as não renováveis.

O valor econômico do suprimento de eletricidade está intimamente ligado à qualidade deste suprimento (Borenstein e Camargo, 1997). Esta qualidade, prosseguem os autores, é função dos seguintes atributos: a) disponibilidade, ou o fornecimento ininterrupto de energia na quantidade demandada; b) conformidade, ou seja, o suprimento de energia limpa; c) restaurabilidade, i.e., minimização dos tempos não-operativos.; e d) flexibilidade, que refere-se à acomodação do sistema a mudanças.

Não é tarefa simples quantificar a qualidade do suprimento de energia. No entanto, como a eletricidade é insumo básico para o crescimento econômico, pode-se medir o custo da interrupção pelos seus efeitos nos segmentos atingidos. Conforme Borenstein e Camargo (1997, p. 31), os custos associados à interrupção no fornecimento serão diretos quando ocorrerem durante ou seguindo-se a uma falha no abastecimento de energia e, serão indiretos, quando ocasionados pela expectativa de falha no suprimento.

O custo social das falhas de eletricidade pode ser estimado de diferentes formas, como por exemplo, danos aos equipamentos e instalações industriais, danos à matéria-prima, perdas no processo produtivo, horas-extras, entre outros.

Posto isto, em se tratando de mercados de energia, nem sempre os mecanismos de mercado são suficientes para garantir o equilíbrio físico do sistema. Teoricamente, o preço do mercado atacadista é um sinalizador de novos investimentos. Os mercados de energia, no entanto, são suscetíveis a desequilíbrios. Devido às leis da física que regem o setor, compradores e vendedores devem estar cientes que, em algum momento, há alguma possibilidade de não poderem transacionar, porque o operador pode restringir as operações para garantir a integridade do sistema. Esta probabilidade, mostram Jaffe e Felder (1996), é função inversa da capacidade física disponível para despacho e função direta das cargas do sistema.

Quando o fornecimento de energia é interrompido, há um custo imposto aos consumidores. Este custo corresponde ao Valor da Carga Perdida⁴⁷ (VCP), que corresponde ao valor que os consumidores dão à eletricidade quando ela falta. A dificuldade maior em calcular o VCP deve-se ao fato de que seu valor varia de consumidor para consumidor. Então, Stoff (2002a) define o VCP como a razão entre o total da carga perdida e o custo total médio dos consumidores durante a interrupção.

A NERC⁴⁸ define confiabilidade como sendo o grau no qual o desempenho do sistema técnico resulta em energia entregue aos consumidores dentro dos padrões esperados e na quantidade desejada⁴⁹. Na antiga estrutura monopolista do setor elétrico a confiabilidade era determinada de forma centralizada pelo Operador do Sistema.

Em um ambiente competitivo, espera-se que a demanda responda a oscilações no preço *spot*, de modo que, por um lado, alguns consumidores possam voluntariamente não consumir energia. Por outro lado, a confiabilidade refere-se à probabilidade que os demandantes que escolham consumir eletricidade e pagar o preço de mercado possam fazê-lo⁵⁰. Assim, no novo ambiente da indústria de eletricidade, a confiabilidade pode ser vista como um problema multidisciplinar. Ou seja, é um problema técnico, no que diz respeito à infraestrutura necessária, sendo também um problema econômico, no que tange aos incentivos dos ofertantes e demandantes, e passa também a ser um problema político, à medida que as instituições de governança do setor operem de forma eficiente.

Em outros casos, o excesso de água, em sistemas hidrelétricos, ou o baixo preço do gás, em sistemas térmicos, podem acarretar em baixos preços da eletricidade no mercado *spot*, o que poderia desestimular investimentos. Isto justificaria a existência de contratos de *hedge*, seja qual for a modalidade.

⁴⁷ *Value of Lost Load (VOLL)*, no original.

⁴⁸ North American Electric Reliability Council.

⁴⁹ Conceito disponível em <http://www.nerc.com>.

⁵⁰ Ver Felder (2001).

Para garantir um nível ótimo de confiabilidade é necessário que a capacidade instalada de geração seja maior que a demanda prevista⁵¹, e que, principalmente num ambiente de competição, existam mecanismos de mercado que estimulem os agentes a investir na expansão da geração. Importa, ainda, mencionar a diferença dada à questão da confiabilidade no modelo antigo de monopólio verticalmente integrado e no novo modelo, que prevê aumento da competição entre empresas desverticalizadas.

Caso a capacidade instalada em um determinado sistema fosse exatamente igual à previsão de demanda haveria alta probabilidade de interrupção da carga, devido às incertezas inerentes às previsões de demanda de eletricidade⁵². Desta forma, no sistema de monopólio, a principal variável no que se refere à confiabilidade é quantidade. No modelo de monopólio, a confiabilidade é definida como a probabilidade de interrupção do fornecimento, devido à insuficiência de capacidade, e isto leva o operador do sistema a reduzir a carga, ou seja, reduzir ou parar o fornecimento, para manter a integridade física do sistema.

Já em um ambiente de competição, o preço, em tese, se torna a variável chave. Os agentes planejam novos investimentos em geração com base nas expectativas sobre os preços futuros da eletricidade. Novas plantas são erguidas na medida em que os preços futuros aumentem. Bem como, há uma queda no ritmo de expansão das obras quando o preço diminui.

Oren (2000) afirma que a definição de confiabilidade engloba, ainda, dois atributos do sistema elétrico. O primeiro diz respeito à segurança do sistema, que se refere à questão física do sistema e sua capacidade de suportar perturbações no curto prazo. Ou seja, é fornecida através de dispositivos de proteção e padrões de operação. O segundo atributo é a adequação do sistema, que se refere à capacidade de reunir a energia agregada e a requerida pelos consumidores. Isto é, representa a capacidade do sistema em equilibrar demanda e oferta, decorrente das características

⁵¹ Tanto restrições no segmento de transmissão quanto no de distribuição também podem causar queda no fornecimento de energia elétrica, no entanto, este trabalho focalizará apenas o segmento de geração.

⁵² As previsões de demanda de energia elétrica são estocásticas.

específicas de sistemas de eletricidade⁵³. No longo prazo, diz respeito ao tempo necessário para a expansão da capacidade do sistema. Desta forma, a segurança do sistema pode ser vista como um bem público, já que gera externalidades positivas e a adequação é um bem privado, dado que opera como um seguro contra falta no fornecimento de energia, o que pode ser determinado através de mecanismos de mercado.

A melhor maneira de garantir a confiabilidade em uma indústria de eletricidade competitiva é através do comportamento do consumidor final (Fraser, 2001). Ou seja, o ideal seria que o consumidor fosse preço-elástico. Neste caso, os consumidores seriam responsáveis por garantir a confiabilidade do sistema, reduzindo ou rejeitando o consumo quando há aumentos significativos de preços. Esses aumentos, por sua vez, estimulariam novos investimentos.

No entanto, eletricidade para os consumidores residenciais, de modo geral, tem demanda preço-inelástica. E há dois motivos que dificultam a implementação de um sistema que aumentasse a resposta do consumidor. O primeiro é a dificuldade de se medir o consumo horário, o que contribuiria para aumentar a elasticidade-preço da demanda. O segundo, derivado do anterior, é que o preço cobrado do consumidor final corresponde a uma média. O que significa dizer que as pessoas têm pouco incentivo para não utilizar eletricidade em determinados horários, já que não há alterações nos preços.

A garantia de confiabilidade é fundamental para o desenvolvimento do setor elétrico, mas se torna, na prática, um assunto complexo devido a três fatores: i) a estrutura industrial do segmento de geração está sendo modificada visando a introdução de mecanismos de mercado enquanto o segmento de transmissão permanece como monopólio natural, exigindo coordenação técnica e econômica do operador do sistema; ii) decisões referentes à expansão do segmento de geração, teoricamente, podem ser deixadas a cargo das forças de mercado, mas decisões de expansão do segmento de transmissão

⁵³ São características inerentes aos sistemas de eletricidade: i) a impossibilidade de se estocar eletricidade; ii) o fluxo da eletricidade percorre caminhos aleatórios; iii) o fluxo de energia ocorre à velocidade da luz, de modo que quando há uma falha em uma unidade geradora ou linha de transmissão, o fluxo de eletricidade imediatamente se transfere para sistema ou linhas adicionais; iv) a operação das geradoras do sistema deve ser sincronizada.

continuam dependendo de planejamento central ou do operador do sistema; e iii) geração e transmissão são bens complementares e substitutos simultaneamente⁵⁴.

É importante atentar para o fato de que em algumas indústrias de eletricidade há mercados de serviços ancilares⁵⁵. Estes serviços são importantes, pois visam garantir estabilidade à frequência e à tensão, que são limitações físicas importantes do setor⁵⁶. Os serviços ancilares também contribuem para as decisões dos agentes, especialmente as decisões de curto prazo, onde deve-se decidir se a energia será utilizada ou não.

Assim, para que um sistema tenha elevado grau de confiabilidade, a capacidade disponível de geração deve ser igual a carga de ponta do sistema adicionada de uma margem de reserva. As reservas são importantes porque tanto a carga quanto a oferta são imprevisíveis, sendo necessárias para que o operador do sistema possa responder a tais variações e às condições inesperadas. No curto prazo, mudanças nas condições climáticas e hidrológicas, dentre outros fatores, podem causar mudanças nas condições de oferta e demanda. No longo prazo, o ritmo de crescimento econômico deve influenciar o crescimento da oferta.

Os recursos de geração devem, num sistema interconectado, ser adequados às necessidades do sistema como um todo. Reservas de geração, então, podem ser definidas como a capacidade de geração de eletricidade que não está sendo utilizada em um determinado momento⁵⁷.

Há dois tipos de reservas de geração: i) a reserva girante ou *spinning*, que diz respeito à capacidade geradora de uma unidade que está em operação, mas tem capacidade para gerar mais energia; e ii) a reserva não girante ou *non-spinning*, que se refere às unidades que não estão em operação. A entrada destas unidades em operação pode se realizar em poucos minutos ou deve ser planejada com horas de antecedência, devido às características de cada unidade em particular. Em virtude das flutuações da demanda de

⁵⁴ Ver Hirst e Hadley (1999, p. 1).

⁵⁵ PJM, New England Pool e Califórnia são exemplos de setores que contam com mercados de serviços ancilares.

⁵⁶ Na Califórnia, coloca Brien (1999), há seis tipos de serviços ancilares: Regulação, reserva girante e não girante, reserva substituta, suporte à voltagem e capacidade de auto *start*.

⁵⁷ FERC, 2001.

eletricidade, em um dado período, uma unidade pode estar gerando toda sua capacidade, enquanto em outros está com capacidade ociosa, podendo, portanto, estar disponível para gerar capacidade ao sistema.

Como mostrado anteriormente, em um ambiente competitivo há necessidade de se reformular o enfoque dado à questão da confiabilidade. Assim, o estudo do *Electric Reliability Panel (ERP)*⁵⁸ mostra que com a introdução da competição o número de empresas no setor elétrico deve crescer significativamente e, por conseqüência, as transações devem crescer a taxas exponenciais. Toda decisão dentro do setor tem implicações na confiabilidade, que, por sua vez, tem implicações comerciais para todos os agentes do mercado, dado que, com a desverticalização, os arranjos comerciais pressupõem a existência de diversas empresas envolvidas no processo, desde a geração até a entrega da energia ao consumidor final.

O ERP recomenda que, no caso americano, o sistema de garantia de confiabilidade seja substituído por um sistema no qual uma organização não governamental auto-regulada tenha a responsabilidade por esta tarefa dentro do setor. O estudo mostra ainda que em um ambiente desregulamentado as forças de mercado serão capazes de gerar oferta adequada de eletricidade.

Por outro lado, cabe citar o estudo do *Secretary of Energy Advisory Board (SEAB, 1998)*⁵⁹, que mostra que o principal problema é encontrar o correto equilíbrio entre os padrões técnicos de manutenção da confiabilidade e os incentivos econômicos ao menor custo possível. Para o SEAB, os padrões de confiabilidade devem ser claros, transparentes, não-discriminatórios e compulsórios. A obediência às regras deve ser mandatória para todas as entidades participantes do mercado atacadista de eletricidade e deve haver regulação para garantir a conduta adequada das entidades. À medida que a indústria se move em direção a um ambiente de competição, a confiabilidade de curto prazo (segurança) e a de longo prazo (**adequação**) **serão separadas, ou seja, o modelo de planejamento de reservas deve mudar em direção ao modelo de mercado.**

⁵⁸ Estudo encomendado pela NERC (1998) e disponível em <http://www.nerc.com/~filez/archives.html>.

⁵⁹ SEAB (1998), U.S. Department of Energy, disponível em <http://www.energy.gov/library/index.html>.

A conclusão mais importante dos dois estudos citados anteriormente refere-se, então, à necessidade de uma estrutura de governança que resulte em instituições de confiabilidade que sejam independentes do mercado e que tais instituições possam colocar em prática suas políticas, transparentemente e sem viés, através, principalmente, do uso de penalidades. As conclusões do estudo do SEAB parecem mais apropriadas, principalmente ao conciliar a confiabilidade de curto prazo (vinculada à segurança do sistema em operação) com a de longo prazo (vinculada à adequação dos investimentos). A grande dificuldade técnica é conciliar esses dois aspectos por meio de mecanismos de mercado.

4.3 Mecanismos de garantia de confiabilidade

Teoricamente, as variações do preço *spot*, que reflete o valor da unidade geradora mais cara, devem ser suficientes para garantir confiabilidade ao setor. A necessidade de novos investimentos é sinalizada por estas variações do preço *spot*. Alguns países e regiões utilizam-se de mercados ‘puros’ de energia para garantir a adequação de geração, como a Califórnia, o *Nordpool* e a Austrália (*Victoria Pool*). Nestes mercados, os geradores fazem apenas ofertas de preço de energia e, caso não haja restrições, as ofertas abaixo do preço de mercado são despachadas em regime horário ou, em alguns casos, a cada meia hora, e os geradores recebem pagamento correspondente ao preço de mercado⁶⁰, de acordo com a quantidade despachada. Nestes mercados, os custos de capacidade são remunerados pela diferença entre o preço de mercado e os custos marginais dos geradores. Os geradores podem também auferir receitas adicionais por meio da venda separada de serviços ancilares.

No entanto, a própria experiência internacional, como o caso da Califórnia em 2001, evidencia que mercados ‘puros’ de energia podem falhar ao não produzir estímulos econômicos e financeiros suficientes para o incremento dos investimentos.

⁶⁰ *Market Clearing Prices.*

Por causa da dificuldade de estimular o aumento da confiabilidade via comportamento dos consumidores⁶¹ e do estabelecimento de mercados de energia, outras ferramentas podem ser utilizadas, em ambientes competitivos, para garantir e aumentar a confiabilidade no setor elétrico. Os encargos de capacidade e o mercado de capacidade, portanto, podem induzir a um nível ótimo de confiabilidade do ponto de vista social.

4.3.1 Encargo de capacidade

A correta operação do sistema elétrico implica a coordenação adequada entre a demanda (carga) e a oferta de energia e potência. Isto resulta na existência de unidades geradoras que só teriam sua energia despachada nos horários de carga de ponta ou devido a restrições do sistema. Neste caso, estas seriam remuneradas por valores significativamente elevados, mas, que compensam os períodos nos quais não estão operando ou não estão sendo despachadas. No entanto, devido ao elevado investimento que a atividade de geração requer, o retorno dos investimentos de forma descontínua pode implicar uma redução gradativa da disponibilidade de capacidade no segmento de geração, comprometendo a confiabilidade do sistema.

Assim, o encargo de capacidade foi idealizado como uma ferramenta que remunera os custos fixos dos geradores que disponibilizem capacidade adicional ao sistema. Dado que os mecanismos de mercado não seriam suficientes para induzir novos investimentos em capacidade, o encargo de capacidade representaria um valor associado à remuneração de capacidades de potência não contratadas, denominadas como reserva operacional do sistema elétrico.

O encargo de capacidade, em formatos diferentes, foi adotado em alguns países, como o Reino Unido, Espanha e Argentina. Na Inglaterra e País de Gales, o encargo tinha a seguinte forma: valor esperado da carga perdida vezes a probabilidade de perda de carga. Esta última levava em conta a

⁶¹ Sobre este assunto é interessante ler o trabalho de Rosenzweig et alli. (2003), onde os autores mostram que um mecanismo que torne a demanda ativa no processo faz com que os consumidores reagem a elevados aumentos de preço e também induz a novos investimentos em capacidade.

capacidade disponível declarada e a demanda do sistema (Araújo e Pinto Jr., 2000). Neste caso os geradores recebem pagamento por unidade de capacidade mantida disponível, i.e., os consumidores pagam encargo adicional ao preço de energia 'puro'.

O requerimento de capacidade inglês não cumpriu seus objetivos, dado que foi possível observar a existência de comportamento estratégico, retratado na manipulação da disponibilidade das plantas dos grandes geradores. Na verdade, o encargo de capacidade tem sofrido diversas críticas e, poucos países⁶², dentre o universo daqueles que estão reformando o setor elétrico, adotaram tal mecanismo. Wolak e Patrick (1996) mostram que a declaração estratégica de disponibilidade do gerador é uma maneira muito atrativa de obter elevados ganhos no mercado *spot*. A relação não-linear entre a margem de reserva esperada e a probabilidade de perda de carga pode gerar ganhos significativos ao se reduzir estrategicamente a oferta de eletricidade que levaria a uma diminuição na margem de reserva e aumentaria a probabilidade de perda de carga e, conseqüentemente, aumentaria o encargo de capacidade. Assim, as evidências mostram que o encargo de capacidade inglês não cumpriu os objetivos esperados de prover corretos sinais de mercado para a expansão do sistema elétrico, e tornou-se uma fonte de poder de mercado para os agentes geradores.

Na Espanha, os pagamentos por capacidade misturam-se às compensações por *stranded costs*, o que gera uma fonte adicional de receita para os geradores.

4.4 Mercado de capacidade

A confiabilidade pode ser determinada por mecanismos de mercados, desde que haja um mercado específico para isso (Stoft, 2002a). Desta forma, o requerimento de capacidade seria eficaz caso as transações ocorressem em um mercado de capacidade. Além do mais, este mercado teria também a

⁶² Araújo e Pinto Jr. (2000) destacam que o sistema PJM não tem um encargo de capacidade e sim, um mercado de capacidade, com a vantagem que os mecanismos de mercado são responsáveis por induzir novos investimentos.

função de criar um ambiente competitivo adicional entre geradores e distribuidoras e consumidores livres.

O principal mecanismo de um mercado de capacidade é o estabelecimento de uma penalidade. O sistema de requerimento de capacidade prevê penalidades para o agente que tiver menos energia (capacidade) do que a quantidade requerida. O requerimento de capacidade incentiva geração suficiente, dado que imputa uma penalidade maior que o custo de nova capacidade (ou o custo marginal de expansão), de tal forma que picos de preço não mais são necessários para induzir ao investimento (Stoft, 2002a).

Muito embora, mercados de capacidade não sejam ferramentas definitivas, podem, em momentos de transição, reduzir a volatilidade do preço do mercado atacadista e reduzir as flutuações nos preços das geradoras. Desta forma, contribuem para estabilizar a tendência de investimentos e reduzir a possibilidade de queda no suprimento de eletricidade⁶³.

4.4.1 Funções de um mercado de capacidade

O principal objetivo de um mercado de capacidade é garantir que o mercado tenha disponível uma determinada quantidade de capacidade instalada. Em outras palavras, operar como um 'seguro coletivo' contra riscos de desabastecimento. Sob este prima, o mercado de capacidade se assemelha às características de um mercado futuro.

Além deste, o mercado de capacidade cumpre outras funções, como:

- reduzir a volatilidade dos preços de energia⁶⁴;
- estimular novos investimentos, ao possibilitar a recuperação dos custos fixos;
- mitigar poder de mercado; e
- balizar o preço *spot*, e, por conseqüência, os contratos bilaterais.

⁶³ No caso do setor elétrico brasileiro, o principal problema não é falta de capacidade ou potência (MW), mas o descompasso em transformar tal capacidade em energia (MWh).

⁶⁴ Em sistemas predominantemente hidráulicos, o preço da energia tende a ser pouco volátil no curto prazo e mais volátil no médio prazo. Isto porque, no curto prazo, os reservatórios transferem energia das horas de carga baixa para as de ponta, modulando a oferta e reduzindo a volatilidade dos preços. Enquanto que, no médio prazo, o preço da energia é mais volátil porque os sistemas hidráulicos são desenhados visando garantir a oferta de carga em condições hidrológicas adversas.

4.4.2 Problemas dos mercados de capacidade

O mercado de capacidade também está sujeito à falhas de mercado. A principal falha está relacionada à dificuldade de previsão da carga de ponta. Ou seja, os cenários de demanda e oferta têm que ser previstos com antecedência, por exemplo, por meio de simulações. E mesmo tais mecanismos não podem prever com exatidão a demanda de ponta, daí a necessidade de haver capacidade adicional ao sistema.

Outra questão está ligada à necessidade de incrementar o aparato regulatório para evitar que geradores que se declarem disponíveis e sejam provedores de capacidade, estejam de fato disponíveis quando chamados a fornecer capacidade.

Devido à diferença entre os preços de energia e os preços de capacidade, pode haver exportações para outros submercados. Isto implicaria aumentos de preços nos submercados exportadores, o que poderia levar as empresas a exercerem significativo poder de mercado.

Além disso, em sistemas de base hidráulica, há dificuldade em se estabelecer o montante adequado de capacidade, dado que tais sistemas têm restrições de energia. Em sistemas térmicos, o operador pode mais facilmente estabelecer a capacidade firme de cada gerador.

Por fim, há a necessidade de se prover incentivos a geradores e distribuidores para operar no mercado de capacidade. Isto porque, os distribuidores, na condição de compradores, muitas vezes não associam o produto à capacidade que são obrigados a adquirir, e os geradores devem se sentir comprometidos a prover as reservas, muito embora possam, em determinados momentos, estar incentivados a venderem energia no mercado *spot*.

4.5 Valor da capacidade em um ambiente competitivo

Para que, de fato, os mecanismos de mercado *per se* possam estimular investimentos e garantir a confiabilidade três questões são essenciais.

Primeiramente, um mercado de energia requer que não haja restrições ao preço *spot*. Em segundo lugar, os preços *spot* podem apresentar significativa volatilidade, que deve, preferencialmente, ser regulado via mecanismos de mercados e não de forma impositiva. E, por último, um mercado de opções de capacidade é um mecanismo eficiente de gerenciar a volatilidade do preço *spot* e de incentivar os agentes a se posicionar no mercado de acordo com suas perspectivas futuras.

Dado que os preços de energia nem sempre aumentam nas horas de carga de ponta, então a capacidade utilizada nestes horários pode não ser financeiramente viável. Capacidade, separadamente da energia, é normalmente necessária por algumas horas em determinados dias para fazer face a incrementos na demanda. Em sistemas predominantemente hidráulicos, pode-se manter uma capacidade térmica que forneça energia durante períodos secos ou nos horários de ponta. Caso os preços de energia não possam aumentar nestes períodos, a capacidade térmica pode ser utilizada para prover energia a preços previamente estabelecidos.

Assim, a capacidade pode ser vista e tratada como um produto separado da energia, o que sugere que o valor da capacidade depende da extensão na qual os preços da energia estejam baixos, de modo que não seja financeiramente viável gerar tal energia. Em outras palavras, muito embora os preços de energia não tendem a aumentar nos horários de ponta, é nestes horários que as unidades geradoras mais caras são despachadas. Assim, se estes geradores receberem o preço médio da energia, eles estarão sendo remunerados a um preço menor do que seu custo de operação. Assim, sendo um objetivo do mercado de capacidade compensar os geradores pela sua disponibilidade, cada gerador deve receber, equivalente ao tempo que permanece disponível, um pagamento, que se refere ao preço da opção de compra.

Em alguns *pools* de energia da costa leste americana, para garantia da confiabilidade, há o mecanismo de reservas planejadas. Neste caso, as *Load Serving Entities* (LSE's) são obrigadas a ter geração de reserva ou contratar reservas diretamente com os geradores. As LSE's adquirem os certificados de

capacidade nos mercados de capacidade, de acordo com os parâmetros estabelecidos pelo operador.

O sistema PJM⁶⁵ tem sido considerado um sucesso por especialistas do mundo inteiro, principalmente diante das diversas falhas de mercado ocorridas na Califórnia. O Mercado de Capacidade do sistema PJM (PJM ICAP) é um mercado que visa o planejamento de longo prazo dos recursos de capacidade, sendo também uma obrigação das *Load Serving Entities* (LSEs). O relatório PJM (1998) estabelece que todas as LSEs do sistema devem prover uma quantidade de capacidade instalada de geração, que o Operador do sistema determina, para manter a confiabilidade. Há o comitê de confiabilidade⁶⁶, que é responsável pelas previsões de margem de reserva necessária. O PJM ICAP foi a maneira que o sistema encontrou para cumprir o critério de confiabilidade da NERC “*1 day in 10 years reliability*”. Este mercado visa também garantir a confiabilidade do sistema.

O sistema PJM dispõe de, aproximadamente, 58.000 MW ICAP, sendo operado tanto diariamente quanto mensalmente, e permite às LSEs comprar capacidade para cumprir suas obrigações. A capacidade de carga total da PJM é determinada com base na análise do sistema de cargas e disponibilidade de geração. Por outro lado, a demanda total por capacidade é calculada por procedimentos previamente determinados pelo *PJM Reliability Assurance Agreement*, que estabelece as obrigações de capacidade com base nas cargas de horário de ponta do ano anterior. Essa demanda por capacidade fixa⁶⁷ deve ser adquirida nos mercados da capacidade mensal, multi-mensal ou diário do sistema PJM.

O requerimento de reserva de capacidade é calculado com base em um processo de planejamento de mais de dois anos de duração, com base em estimativas de crescimento da demanda e no agregado do consumo de pico de verão observado no sistema no ano anterior em que é imposto o requerimento de capacidade. Assim, cada LSE recebe um requerimento proporcional à sua participação nesse consumo agregado, que se refere à margem de reserva de

⁶⁵ Sistema que compreende os estados da Pensilvânia, Maryland e Nova Jersey.

⁶⁶ The PJM Reliability Committee.

⁶⁷ 75% da carga de capacidade dizem respeito a contratos bilaterais e auto-suprimento.

capacidade, que deve ser cumprida diariamente, com valor que se situa entre 18% e 20%.

São três as formas que cada LSE deve atender tal requerimento: instalando capacidade; através de contratos bilaterais, ou comprando-a no mercado de capacidade. Caso uma LSE não atenda a reserva diária, ela recebe uma penalidade por cada dia não atendido, que equivale ao custo de expansão do sistema. Este, por sua vez, é calculado com base no custo de adição de capacidade ao sistema, que reflete os custos fixos anuais de uma turbina à combustão e os custos fixos relativos a investimentos em transmissão. Atualmente, seu valor encontra-se entre US\$ 58.400/MW ano ou US\$ 160/ MW dia. Este equivale à penalidade diária, mas pode dobrar quando o sistema está com margem de capacidade inferior à requerida⁶⁸.

O PJM ICAP tem também um equivalente financeiro que se refere às opções de recursos de capacidade. Atualmente, o preço-teto da capacidade está em US\$ 1.000,00/MW. Ou seja, o PJM ICAP é necessário para prover um sinal de preço de longo prazo em relação a uma quantidade de geração necessária para confiabilidade do sistema. No caso do sistema PJM, por exemplo, mudanças nas condições climáticas podem alterar as cargas de ponta anuais em +/- 3.000 MW⁶⁹. O mercado de capacidade também é necessário para melhorar a confiança operacional.

Atualmente, o PJM ICAP opera diariamente, mensalmente e multi-mensalmente. O PJM ICAP diário tem um volume aproximado de 1.500 MW diários e é utilizado pelas LSEs para equilibrar as necessidades diárias de capacidade para novos consumidores. Este preço, no entanto, é extremamente volátil. O PJM ICAP mensal e o multi-mensal tem um volume abaixo de 200 MW. Enquanto o mercado mensal é acionado três vezes, o multi-mensal somente é acionado quando há pedidos. Segundo o relatório da *Southern Company* (2000), para que um mercado de capacidade instalada seja eficaz ele deve ter características de longo prazo e oferecer liquidez, o que torna conveniente a aplicação de um mercado ICAP anual.

⁶⁸ PJM Annual report 2000, 2001, p. 16-17.

⁶⁹ Ver Relatório Southern Company (disponível em www.pjm.com).

No entanto, o mercado de capacidade instalada do sistema PJM tem tido problemas e práticas de poder de mercado têm sido observadas. Stoff (2000) mostra que a diferença de preços entre o sistema PJM⁷⁰ e outros sistemas próximos tem estimulado as exportações de energia, aumentando os preços no mercado de energia e estimulando os geradores a ofertar menos capacidade no PJM⁷¹.

O mais importante é criar um mecanismo de determinação do preço de energia que reflita total e continuamente o custo marginal da energia e que confira aos ofertantes o LMP⁷² referente a cada unidade de energia vendida no mercado. Assim, o operador não deveria interferir no sistema, o que culmina na redução de preços. Defende-se a idéia de que intervenções tendem a manter os preços baixos e evitam que o mercado fique limpo de tais influências. É importante, porém, notar a informação contida na alta de preços. Caso as geradoras não antevejam aumentos nos preços, elas também não irão prever receitas que justifiquem investimentos em expansão da capacidade.

Um primeiro problema referente ao mercado ICAP é que os consumidores compram capacidade duas vezes: como energia para consumo e como crédito de capacidade. Além do mais, não se pode “importar” capacidade instalada de outra região para dentro do PJM, que aliada ao elevado grau de concentração do mercado ICAP, permite comportamento oligopolista e exercício de poder de mercado a seus proprietários. Isto resulta na ineficiência do mercado ICAP como um moderador dos preços de energia. Conclui-se, portanto, que o mercado ICAP é apenas uma ferramenta financeira, não sendo útil ao mercado de energia como um todo.

O mercado de crédito de capacidade do sistema PJM tem como objetivo permitir que os agentes comprem e vendam Créditos de Capacidade a preços de mercado, que são divulgados pela administração do sistema. A participação

⁷⁰ PJM, por ser um mercado de energia mais eficiente, tem preços mais baixos que regiões vizinhas como Nova Iorque ou New England.

⁷¹ Como dito anteriormente, o mercado de capacidade baseia-se em penalidades, de modo que Stoff (2000) afirma que o valor da penalidade em PJM era baixo o suficiente para estimular os geradores a correrem o risco da penalidade.

⁷² Locational Marginal Prices.

dos agentes neste mercado é voluntária. Talvez por isso, esse mercado não esteja sofrendo tantas críticas quanto o ICAP⁷³.

Como o ICAP, o mercado de Crédito de Capacidade opera em bases diária e mensal. O mercado diário ocorre todo dia útil, e tem como objetivo a venda e compra de créditos de capacidade para serem utilizados no próximo dia útil. Por sua vez, o mercado mensal, em datas pré-estabelecidas pela administração do sistema, objetiva a compra e venda de créditos de capacidade para serem utilizados em cada um dos próximos doze meses.

Na realidade, a administração do sistema define Crédito de Capacidade como sendo um direito a um número específico de MW de capacidade. Neste mercado, há regras que limitam, ou tentam limitar, o comportamento de poder de mercado. Ademais, uma vez que as firmas dão um lance ou submetem oferta, elas não podem mais retirá-las.

Desta forma, o mercado de capacidade PJM, em que pese os problemas recentes, tem-se mostrado uma ferramenta útil para a redução do poder de mercado e, principalmente, para garantir a confiabilidade no fornecimento de energia na região.

No entanto, deve-se salientar que nem sempre mercados de capacidade são ferramentas bem sucedidas. No pool New England (NEISO), o mercado de capacidade instalada era um mercado residual. Somente a diferença entre a capacidade instalada de um agente e sua obrigação é transacionada neste pool (Fedora, 1999). No entanto, para Cramton (2003), o mercado de capacidade do NEISO não contribuía para o aumento da confiabilidade no pool. Argumenta, o autor, que o mercado era facilmente manipulado, e, que, por isso teve suas atividades encerradas em agosto de 2000.

4.6 conclusões do capítulo

Este capítulo teve como objetivo, a partir da análise do conceito de confiabilidade, listar os argumentos favoráveis, e os contrários, à utilização de um mercado de capacidade para garantir a confiabilidade na IEE. Foi mostrado

⁷³ As regras deste mercado estão em PJM Capacity Credit Markets, Schedule 11.

que, principalmente, os *pools* do nordeste dos EUA utilizam tal mecanismo. Porém, em algumas situações tais mecanismos se mostraram ineficientes, seja por falha de desenho ou por motivos externos. No caso do Nepool, houve presença de poder de mercado, devido à falhas de desenho. Já no PJM, a falha do mercado de capacidade resultou do expressivo aumento nos estados vizinhos, como Nova Iorque, de modo que os agentes geradores optaram por aumentar as vendas para estes estados, culminando no aumento dos preços da energia e da capacidade no *pool* PJM. Cabe lembrar que nestes *pools*, a geração é predominantemente térmica (a gás e/ou carvão) de modo que, neste caso, há menor volatilidade do preço do insumo, o que torna mais fácil a utilização dos mecanismos de previsão de preços e, por consequência, a introdução de um mercado de capacidade.

Assim, pode-se concluir que na medida em que a IEE se aproxima de um ambiente de mercado, os serviços ligados à IEE, e.g. serviços ancilares, também sentirão os efeitos da competição. Assim, respeitados os critérios físicos e da engenharia ditados pelo operador do sistema, haverá a necessidade de que tais serviços também sejam transacionados via mecanismos de mercados.

Além do mais, a experiência internacional mostra que para que se atinja a eficiência em mercados de energia elétrica é necessário também que haja mercados adicionais, como o mercado de futuros, de capacidade, de serviços ancilares, dentre outros, o que varia de acordo com as características de cada região ou país.

5 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

5.1 Introdução

O setor elétrico brasileiro apresenta características peculiares em relação a outros países. Assim como no resto do mundo, a reforma⁷⁴ do setor elétrico brasileiro tem como objetivo introduzir um ambiente de competição e aumentar a participação privada nos investimentos do setor. O novo modelo elétrico brasileiro tem experimentado um desenvolvimento extremamente lento. Isso se deve, em parte, às próprias complexidades do setor. A idéia inicial era montar um sistema concorrencial, onde a competição estimulasse a definição de qualidade, quantidade, preços e investimentos privados. No entanto, o longo período de transição do ambiente estatal monopolista para o novo ambiente competitivo tem-se mostrado como um inibidor de novos investimentos em capacidade instalada.

Desta forma, o objetivo deste capítulo é discutir a atual estrutura do setor elétrico brasileiro, bem como suas perspectivas. Neste caso, será dada ênfase aos mecanismos de expansão da capacidade de oferta. Para tanto, a próxima seção descreve os novos agentes criados com o início das reformas. A seção 5.3 examina as principais características do setor. A quarta seção discute a crise de oferta de energia. A seção 5.5 dá ênfase às falhas de desenho, ao passo que, a seção seguinte discute a questão do encargo de capacidade brasileiro. A sétima seção analisa as perspectivas para o setor. E, ao final, são apresentadas as conclusões do capítulo.

5.2 A reforma e os novos agentes

No setor elétrico brasileiro, a crise financeira do Estado, que se iniciou na década de 1980, resultou na redução dos níveis de investimentos e,

⁷⁴ Para as causas fundamentais da reforma no setor elétrico brasileiro, ver Pontes (1999). Souza (2002) mostra histórico do setor elétrico brasileiro, bem como as adaptações estratégicas do setor às mudanças nos ambientes de negócios.

conseqüentemente, na paralisação das obras de usinas geradoras e na insuficiência dos sistemas de transmissão e distribuição. A proposta de reorganização da indústria de energia elétrica no Brasil é semelhante à inglesa, principalmente no que diz respeito aos mecanismos de incentivo à competição e à eficiência produtiva.

Conforme Leite (1998), essa é a terceira grande mudança na indústria de energia elétrica no Brasil. A primeira ocorreu a partir dos anos trinta com a promulgação do 'Código das Águas' em 1934⁷⁵, que estabeleceu a separação entre o direito de propriedade do solo, de um lado, e o de recursos hídricos existentes em sua superfície, que seriam explorados mediante concessão e fiscalização do setor público.

A segunda grande reforma teve início no mandato do presidente Kubitschek, quando o suprimento de energia havia se tornado precário em grande parte do país, o que diminuía o ritmo do desenvolvimento nacional. O marco foi a construção da usina de Furnas, que teve ampla repercussão em vários estados. Em seguida, o progresso econômico foi retomado e o a indústria de energia elétrica no Brasil se expandiu, aprimorou-se tecnologicamente e passou a servir regiões antes não servidas.

Na terceira mudança, segundo Leite (1998), procura-se privatizar o sistema por motivos ao mesmo tempo ideológicos e pragmáticos, com base na tese de que cabe ao Estado concentrar-se nas funções que lhe são inerentes e afastar-se das atividades empresariais. No entanto, a privatização é apenas um dos objetivos desta reforma. Aproximadamente 60% do mercado de distribuição e 20% do segmento de geração foram privatizados entre 1995 e 2000.

Devido ao péssimo desempenho econômico na década de 1980, o setor público enfrentou uma grave crise financeira nos anos 1990. Isto levou a um novo modo de pensar o papel do Estado na economia. A saída do Estado como produtor foi uma das conclusões. A partir de 1994, com a estabilização monetária, propiciou-se o caminho para a inclusão das empresas de infraestrutura no processo de privatização. Quatro fatores contribuíram para isso.

⁷⁵ Código das Águas é o nome popular do Decreto nº 24.643/34. Este decreto refere-se à predominância do potencial hidráulico na geração de eletricidade no Brasil.

Em primeiro lugar, uma emenda constitucional aboliu o monopólio público sobre as indústrias de infra-estrutura. Em segundo lugar, foi eliminada a diferença de tratamento entre o capital doméstico e o capital estrangeiro⁷⁶, o que permitiu que empresas estrangeiras disputassem os leilões de compra de companhias nacionais. Em terceiro lugar, a lei nº 8.987/95, Lei das Concessões, definiu as condições básicas de entrada, saída e operação nos setores de infra-estrutura. E, por último, as negociações das dívidas dos estados com a União estavam condicionadas a um certo nível de amortização, que os estados só tinham condições de cumprir através das vendas de ativos.

O principal objetivo do novo modelo do setor elétrico brasileiro⁷⁷ é o estímulo à competição (e à eficiência econômica, por consequência). Também visa aumentar a capacidade instalada no setor com o aumento da participação privada e reduzir o déficit público. A competição, em tese, ocorreria nos segmentos de geração e comercialização de energia⁷⁸. Foi necessário ainda instituir mecanismos de regulação onde persistirem os monopólios, para que assegurem o bom funcionamento do sistema e a defesa do consumidor nos casos onde a presença de monopólios for inevitável.

Para se alcançar o nível de competição desejado, foram implementados:

- a) a desverticalização das empresas de acordo com suas atividades, ou seja, geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia;
- b) criação do Operador Nacional do Sistema (ONS);
- c) criação de um mercado *spot* (Mercado Atacadista de Energia – MAE), local onde devem ocorrer as transações de compra e venda de energia no curto prazo;
- d) agência Nacional de Energia Elétrica⁷⁹ (ANEEL), agência independente responsável por regular e fiscalizar os serviços referentes à eletricidade;
- e) criação das figuras do produtor independente e do consumidor livre; e
- f) definição de normas específicas com o objetivo de monitorar o mercado e garantir a livre concorrências, tais como a segregação horizontal das

⁷⁶ Emenda Constitucional nº 6/95.

⁷⁷ A proposta do modelo do setor elétrico brasileiro foi elaborada pela consultoria Coopers & Lybrand (1997), contratada pelo governo brasileiro.

⁷⁸ Para detalhes, ver Resolução nº 290 da ANEEL, que homologa as regras do MAE e fixa as diretrizes para sua implantação.

⁷⁹ Lei nº 9.427, de 31 de Novembro de 1997.

maiores geradoras e limites à participação no mercado, restrições à propriedade cruzadas⁸⁰ e ao limite de auto-suprimento⁸¹.

As medidas apontadas anteriormente dão ao setor brasileiro um caráter misto, de competição no atacado e no varejo (Santana, 2001). Importa ainda destacar que o ambiente de competição ocorreria mais no atacado que no varejo.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE⁸²) é o ambiente no qual deveria ocorrer a competição. Os agentes que atuam neste mercado podem ser divididos em dois tipos: i) produtor, que pode ser independente, comercializador de energia, importador de energia, e, atravessador, e ii) consumidor, que tanto pode ser uma distribuidora (comercializadora e distribuidora) quanto um consumidor livre (aquele que pode comprar energia diretamente do gerador), ou agente exportador de energia. No MAE, ou mercado *spot*, a energia é comercializada através das diferenças entre o contratado e o realizado. Ou seja, o essencial continua sendo os contratos de longo prazo, mas as parcelas não contratadas são objetos de comercialização no mercado *spot*⁸³.

As regras do MAE são: toda a produção de energia será vendida no MAE, exceto os geradores com capacidade inferior a 50MW; todos os varejistas, com exceção daqueles com carga inferior a 100GWh anuais, deverão comprar sua energia no MAE; geradores e varejistas terão o direito de registrar os volumes cobertos por contratos bilaterais (inclusive os contratos iniciais) através do Sistema de Contabilização e Liquidação de Energia, de modo que somente sua exposição não contratada seja liquidada ao preço do MAE (Vinhaes, 1999). Também participariam do MAE os grandes consumidores⁸⁴ com demanda acima de 10MW. O processo de formação de

⁸⁰ (*Crossownerships*) Cabe ao órgão regulador coibir a prática de subsídios cruzados onde a comercialização é acontece em conjunto com a atividade de distribuição.

⁸¹ *Self-dealing*.

⁸² Criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 02 de Junho de 1998. Após a crise de oferta de 2001, foi modificado pela Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, passando a ser regulado pela ANEEL.

⁸³ Estes contratos podem ser: bilaterais, entre comercializadores e geradores; bilaterais entre comercializadores (com preço livremente negociado); e através do mercado *spot* (ao preço *spot*).

⁸⁴ Consumidores livres.

preço de qualquer produto depende da estrutura industrial. No caso do setor elétrico brasileiro, onde há predominância hidráulica, o processo é diferente do de outros países⁸⁵.

O Operador Nacional do Sistema⁸⁶ (ONS), que é uma associação civil de direito privado, possui as seguintes funções: elaborar o planejamento operacional da geração e da transmissão em horizonte de tempo de cinco anos ou menos; programar a operação e despacho das usinas; fazer as cobranças dos encargos pelo uso das redes de transmissão e remuneração dos prestadores de serviço de transmissão; efetuar o planejamento da expansão da transmissão em horizonte de tempo de até cinco anos; assegurar novos investimentos em transmissão e executar as funções de contabilização e liquidação da energia em nome do MAE.

Em relação ao despacho do sistema, o ONS cria, então, uma escala de geração, mediante dados técnicos das usinas, nível dos reservatórios, fluxos hídricos e custos de combustíveis. Assim, o ONS calcula o valor da água que é a base do preço *spot*, que equivale ao custo marginal de curto prazo do sistema. O ONS é também responsável pela rede de transmissão, mas não é proprietário dos ativos de transmissão. Dada sua importância fundamental para o setor, o segmento de transmissão foi estruturado de modo a facilitar a competição na geração e na comercialização.

Pelo novo modelo comercial, uma proposta de redução de carga por uma empresa varejista ou grande consumidor pode influenciar a fixação de preços do MAE. O varejista ou grande consumidor declara um preço pelo qual está disposto a reduzir sua carga. Se for mais econômico para o sistema promover a redução da carga, ao invés de produzir energia, então o preço *spot* reflete o preço ofertado pelo grande consumidor ou varejista para que sua carga seja reduzida. Somente os fluxos de energia não cobertos por contratos bilaterais são negociados diretamente no MAE e sujeitos a liquidação pelo preço *spot*, definido pelo ONS. Entretanto, todos os fluxos de energia são

⁸⁵ No Brasil, os geradores informam suas disponibilidades técnicas. O preço é, então, calculado por um modelo de simulação e otimização de despacho hidrotérmico.

⁸⁶ Criado pela Lei nº 9.648/98, regulamentada pelo Decreto nº 2.655/98.

levados em consideração para a programação e operação ótima do sistema, para levantamento das perdas e para o cálculo do preço de mercado *spot*.

Os preços de energia constantes nos contratos bilaterais são desregulamentados e acordados entre as partes. Esses preços refletem as expectativas do preço *spot* do MAE para o período em questão. A operação do MAE durante os eventuais racionamentos permite um aumento do preço de energia, que varia de acordo com a extensão do déficit de energia, ou seja, de acordo com as leis da demanda e oferta.

Além de estimular a concorrência no segmento de geração, a nova estrutura do setor elétrico também visa introduzir de modo sustentável a concorrência na comercialização, ou varejo, de energia. Todos os clientes que atendam aos critérios de porte especificado e com medição adequada podem participar do varejo competitivo ou comprar energia diretamente no MAE.

Os consumidores livres têm contratos com concessionários de geração ou com distribuidores. Ao negociar o suprimento, o consumidor deve estar ciente das condições da energia entregue no local de consumo e, portanto, também das condições de preço, incluindo o transporte. A parcela paga pelo transporte de energia pode ser contratada pelo consumidor, pelo supridor ou por ambos.

Operacionalmente, o despacho de energia é baseado no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que é equivalente a um *pool* de risco hidrológico. Isto é, todos os membros do MAE se submetem ao despacho centralizado para fins de otimização do sistema. Para que o valor da energia não suprida aumente como função do volume de *déficit*, a otimização sofre a restrição de uma função de custo de racionamento. Está previsto, para os casos de racionamento físico, que a alocação da energia ocorra de acordo com regras técnicas, com o abandono temporário do cumprimento dos contratos bilaterais. O ajuste da oferta e da demanda é efetuado por meio de fatores de perda de transmissão nodal⁸⁷, onde um único ponto do sistema é utilizado para a liquidação dos contratos. Somente os fluxos não contratados são quitados por intermédio do Sistema de Contabilidade e Liquidação de Energia. Os fluxos

⁸⁷ Perda de transmissão nodal é a perda que ocorre durante o transporte de energia em grosso sendo isto medido em um ponto pré-definido.

contratados bilateralmente são liquidados diretamente pelos membros do mercado.

A Agência Nacional de Energia Elétrica⁸⁸ (ANEEL) é uma autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). É independente e responsável pela regulação técnica e econômica. Regulação técnica diz respeito aos critérios de expansão da geração, transmissão e distribuição e qualidade do fornecimento e dos serviços de transmissão. A regulação econômica trata do controle dos preços dos serviços de transmissão e distribuição, controle dos preços para os consumidores cativos, promoção e defesa da concorrência, preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos agentes regulados, em geral as distribuidoras.

Além dos órgãos mencionados, dois outros merecem destaque. O Comitê Coordenador do Planejamento de Expansão (CCPE), que é o responsável pelo planejamento indicativo da expansão da geração e pelo planejamento determinativo da transmissão, e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que está incumbido pela política energética do país, sendo um órgão de assessoria da Presidência da República.

5.3 Características do setor elétrico brasileiro

Araújo et al (2000) mostram que há quatro características do setor elétrico brasileiro que merecem destaque. Em primeiro lugar, o rápido crescimento da demanda. Isto requer novas maneiras de atrair capital para os investimentos necessários à expansão da capacidade.

Em segundo lugar, a complexidade institucional⁸⁹. Antes da reforma, a estrutura do setor elétrico era basicamente estatal, conforme o quadro 5.1. A maior parte das empresas era verticalmente integrada em um ou mais segmentos.

⁸⁸ Criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regulamentada pelo Decreto nº 2.355 de 06 de outubro de 1997. Posteriormente, esta lei foi alterada pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

⁸⁹ Para histórico do setor elétrico nacional, ver Leite (1997).

Quadro 5.1 – Antiga Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Segmento (s)	Empresa	Propriedade
Geração	Itaipu	Binacional
Planejamento, Holding	Eletrobrás	Federal
Distribuição	Light, Escelsa	Federal
Geração, Transmissão e Distribuição	Furnas, CHESF e Eletrosul	Federal
Geração e Distribuição	Eletronorte	Federal
Pesquisa, Eng. Nuclear	NUCLEN, CEPEL	Federal
Geração, Transmissão e Distribuição	CESP, CEMIG, COPEL	Estadual
Distribuição	27 empresas	Estadual
Distribuição	5 empresas	Municipal
Distribuição	21 empresas	Privada

Fonte: Araújo et al (2000)

Já em 2000, após o início do plano de reestruturação, o setor elétrico nacional já contava com mais empresas. A Eletrobrás perdeu parte de seus ativos. Muitas empresas estatais foram desverticalizadas e os ativos de geração privatizados. Algumas empresas foram desmembradas em mais de duas partes e muitas permanecem como estavam antes das reformas⁹⁰. O quadro 5.2 mostra a atual situação do setor elétrico brasileiro.

⁹⁰ A CESP foi dividida em três geradoras, uma transmissora e uma distribuidora. A CEMIG e a COPEL ainda permanecem verticalizadas e estatais.

Quadro 5.2 – Atual Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Segmento (s)	Empresa	Propriedade
Geração	Itaipu	Binacional
Planejamento, Holding	Eletrobrás	Federal
Geração Nuclear	Eletronuclear	Federal
Geração	CGTEE	Federal
Distribuição	4 empresas	Federal
Geração e Transmissão	Furnas, CHESF e Eletronorte	Federal
Geração, Transmissão e Distribuição	Manaus Energia, Boa Vista Energia	Federal
Transmissão	Eletrosul	Federal
Pesquisa, Eng. Nuclear	NUCLEN, CEPEL	Federal
Geração	5 empresas	Estadual
Geração, Transmissão e Distribuição	CEMIG, COPEL e CEEE	Estadual
Transmissão	EPTE	Estadual
Distribuição	11 empresas	Estadual
Distribuição	3 empresas	Municipal
Distribuição	36 empresas	Privada
Geração	5 empresas	Privada

Fonte: Oliveira (1998), atualização própria.

Ainda há muitas empresas sob controle governamental, o que pode gerar problemas de informação assimétrica. Além do mais, as regras do setor ainda não estão completamente definidas, o que implica em retração da propensão a investir por parte dos agentes privados, principalmente no segmento de geração, dado que na distribuição, os riscos são menores.

Uma terceira questão importante diz respeito às restrições de transmissão. Devido a elas, até 1999, o setor elétrico nacional era composto por dois grandes sistemas interligados. O sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o sistema Norte/Nordeste. A partir de então, com a entrada em operação de

uma linha de transmissão com capacidade de 1.000MW, os dois sistemas passaram a estar interligados. No entanto, ainda há significativas restrições de transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para que o mercado seja realmente competitivo, deve haver livre acesso às linhas de transmissão. Além do mais, coloca Stoff (1997), a capacidade de transmissão deve ser sempre superior à capacidade de geração, para garantir que não haverá exercício de poder de mercado devido às restrições na transmissão.

Por fim, a quarta característica refere-se à matriz energética brasileira, que é predominantemente hidráulica (em torno de 83,35% da capacidade de oferta em 2001), conforme o quadro 5.3.

Quadro 5.3 – Matriz Energética Brasileira 2001

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	%
Hidro Nacional ⁹¹	55.716,66	74,88
Hidro Itaipu ⁹²	6.300	8,47
Térmica (Convencional e nuclear)	12.369,60	16,62
Eolielétricas	18,8	0,03
Total	74.405,06	100

Fonte: Aneel (Banco de Informações de Geração, disponível em www.aneel.gov.br).

Em situações como esta, há um grande potencial para ganhos de eficiência energética, que podem ser obtidos com a operação conjunta das usinas. No caso brasileiro, onde as usinas situam-se longe dos centros de carga e em que as diferentes regiões têm regimes hidrológicos complementares, o sistema de transmissão exerce papel de importância fundamental. Assim, deve haver livre acesso às linhas de transmissão, não apenas como meio de garantir a concorrência, mas também para otimizar os recursos energéticos.

⁹¹ Inclui Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

⁹² Equivale a 50% da capacidade da Usina Binacional de Itaipu.

Está previsto, para os próximos anos, um aumento na capacidade de geração de 36.920MW⁹³, onde há 60 usinas em construção e 226 outorgadas. Quando estas novas usinas ficarem prontas e estiverem em operação, a matriz energética brasileira será alterada. Assim, a geração de fonte hidráulica deve corresponder a aproximadamente 65,96% da energia gerada⁹⁴, enquanto as termelétricas deverão gerar o equivalente a 31,31%. Também o aumento da energia de fonte eólica, que corresponderá a 2,73% da capacidade instalada do país⁹⁵. Porém, importa notar que isto pode não acontecer, porque o atual governo pretende dar incentivo às hidroelétricas. Além do mais, há o fato de as privatizações não seguirem o mesmo ritmo da década de 1990, pelo fato de que o atual governo ainda não promoveu sinais neste sentido e também pela conjuntura internacional de pouca liquidez.

Em um sistema predominantemente hidráulico, três questões se destacam (Araújo et al, 2000). Primeiramente, grandes reservatórios de água têm múltiplos usos devidos às externalidades. Em segundo lugar, em um rio, as usinas não podem operar de modo independente, assim há importantes economias de coordenação. Por fim, usinas hidrelétricas produzem energia assegurada e energia não-assegurada⁹⁶.

As usinas hidrelétricas de qualquer tipo foram classificadas em: usinas integradas (ao sistema), que são aquelas que precisam se submeter às regras de coordenação do ONS e as usinas não-integradas, que não necessariamente atendem às ordens do ONS. Deve-se mencionar também que fazem parte das usinas integradas aquelas com capacidade instalada total de 50 MW. Também as usinas que causam interferência na operação da cascata (possuem reservatório de regularização), ou sofram interferência de usinas a montante. As demais usinas com capacidade total abaixo de 50 MW e todas as usinas termelétricas, independente qual seja a capacidade instalada e combustível utilizado, foram classificadas como não-integradas.

⁹³ Em <http://www.aneel.gov.br>, Banco de Informações de Geração (acessado em 31/12/2001).

⁹⁴ Cabe lembrar que o país ainda tem um significativo potencial hidráulico a explorar. O potencial hidráulico do País é de 260 GW (Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, disponível em www.eletrobras.gov.br)

⁹⁵ Principalmente para as novas usinas termelétricas e eólicas, o governo conta com a participação do capital privado.

⁹⁶ Energia assegurada é aquela que está disponível aos demandantes com elevado grau de certeza e tem alto valor econômico. Energia não-assegurada está disponível em períodos aleatórios e tem baixo valor.

A integração é importante porque a geração de energia elétrica em usinas hidráulicas depende exclusivamente da disponibilidade de água. Para aumentar a expectativa de geração de energia é extremamente importante que seja coordenada a geração de cada usina, de modo a aproveitar a diversidade hidrológica entre as diversas bacias hidrográficas do país, e, principalmente, controlar o uso da energia armazenada nos reservatórios de regularização de modo mais adequado, de acordo com os interesses do sistema como um todo⁹⁷.

Todas as usinas integradas são necessariamente interligadas ao sistema elétrico, sendo que as usinas não-integradas podem decidir se desejam ou não ser interligadas. Ser interligada não é o mesmo que integrada. Significa apenas que as usinas não-integradas podem usar o sistema de transmissão para escoar a geração de energia de suas usinas, além de poder realizar intercâmbios de energia com o sistema, por meio do MAE, aproveitando os períodos de alta ou baixa no custo da energia do sistema.

As usinas integradas, por terem sua operação controlada pelo ONS, têm direito de comercializar um montante de energia definido pela Aneel e que será garantido por todo o sistema. Essa energia chama-se energia assegurada e está definida nos contratos de concessão entre a Aneel e os proprietários dessas usinas e que consta inclusive dos editais de licitação de novas usinas. Já as usinas não-integradas, que operam independentes do ONS, não esses montantes assegurados pelo sistema. Assim, o risco na entrega dos montantes contratados é de responsabilidade dos proprietários dessas usinas. Além disso, essas usinas podem operar interligadas e oferecer energia para o sistema quando esse sinalizar custos altos, ou comprar quando a energia for barata.

Há dois tipos de hidrelétricas: as que regularizam a vazão do rio e as que operam a fio d'água. As primeiras são mais caras porque necessitam de área de inundação maior para a estocagem, nas chuvas, da água que será turbinada na estiagem. As usinas a fio d'água operam com o volume que lhes chega e conforme a demanda de carga. Se não houver demanda, a usina despeja água fora pelo vertedouro, que não gera nada.

⁹⁷ Esta operação coordenada pode elevar a aumento da capacidade de produção.

A rigor, o proprietário de uma usina com volume de espera não poderá assinar contratos de venda com base na potência instalada da usina. Isso porque se ele gerar a mesma quantidade de energia durante todo o ano, não poderá armazenar a água da estação de chuvas para a estação seca. Se o controlador desta usina firmar um contrato de venda de mais energia que o dono da usina a jusante, poderá haver perda de energia porque não haverá geração. O excedente será vertido e o país pagará a conta por esse desperdício. Se o operador a jusante assinar um contrato maior vai exigir mais água do que o operador de montante poderá fornecer para manter a regularização do sistema.

Como o sistema brasileiro é basicamente hidrelétrico, as geradoras não são independentes. Devem existir regras para a convivência em bacias hidrográficas e mesmo ao longo do leito de um mesmo rio. Por exemplo, uma geradora pode reter mais água que o devido e afetar a geradora que está à jusante do rio. Além do mais, nas bacias hidrográficas há convivência também com outros setores, como saneamento e irrigação. De sorte que deve ser criado um mecanismo de administração da água. E, há o problema da interligação nacional. Se há problemas de fornecimento, deve-se buscar uma solução para suprir determinada região. Assim, o modelo tem que dispor de mecanismos regulatórios que permitam a competição cooperativa.

Outro importante fator diz respeito ao despacho. Como o sistema brasileiro caminha em direção a um aumento da participação térmica na geração, o despacho será, cada vez mais, do tipo hidrotérmico. Neste sistema, o despacho deve ser determinado levando em consideração as conseqüências futuras das decisões tomadas⁹⁸. Neste caso, o preço da energia é formado pelo custo dos combustíveis térmicos e pelo custo da água. O custo da água implica comparar o benefício imediato do uso deste insumo com o benefício futuro⁹⁹.

Outro problema inerente a sistemas hidrotérmicos é a volatilidade dos custos marginais de operação. Isto porque o valor da água é volátil devido aos

⁹⁸ Caso seja utilizada muita água dos reservatórios no presente e futuramente houver um período de estiagem, haverá necessidade de complementação térmica para fazer face à demanda. Por outro lado, caso seja utilizada pouca água, e houver um elevado regime pluviométrico no futuro, poderá haver vertimento de energia (Silva, 2001).

⁹⁹ Neste caso, o uso ótimo da água corresponde à minimização das somas dos custos futuro e imediato (Silva, 2001).

diferentes regimes pluviométricos do país. Esta volatilidade do custo marginal implica aumento do risco para todos os agentes¹⁰⁰. Assim, a volatilidade do custo marginal aliada à interdependência entre as usinas hidrelétricas implicam um modelo de despacho centralizado¹⁰¹. Ou seja, modelo no qual o despacho é dado pelos preços dos geradores térmicos e pelo custo do déficit. De modo que o preço MAE é determinado pelo valor da água, e, em determinadas situações, pelo preço da energia de fonte termelétrica e pelo custo do déficit.

A respeito da introdução de competição no setor elétrico brasileiro, diversos trabalhos abordaram o tema utilizando diferentes referenciais teóricos. Gomes (1998), utilizando o modelo Estrutura - Conduta - Desempenho (E-C-D), mostra que o modelo da Coopers & Lybrand é adequado ao sistema elétrico brasileiro, dado que segue as tendências mundiais e sugere regulamentações em sintonia com a nova organização da E-C-D almejada para o setor. A proposta visa introduzir a competição em segmentos contestáveis - geração e comercialização de energia - onde são esperados incrementos na produtividade e preços no nível do custo marginal de geração. A incorporação de novas tecnologias de geração, principalmente a gás e proveniente de fontes alternativas de energia, deverá se verificar, uma vez que o parque gerador do país é basicamente de origem hidráulica.

Já Vinhaes (1999) estuda a possibilidade de competição no setor sob a ótica da teoria dos mercados contestáveis. Conclui que é possível a competição no segmento de distribuição de energia, e que a proposta do governo de desverticalização da atividade de distribuição/comercialização acaba criando uma contestabilidade neste segmento de mercado, o qual teria como novos entrantes as empresas geradoras e as futuras comercializadoras de energia elétrica. Santana e Oliveira (1998) mostram que, dado o sistema de contratos que foi elaborado, houve significativo aumento dos custos de transação.

¹⁰⁰ Isso mostra a importância dos contratos, como mecanismos de *hedge*.

¹⁰¹ Estes fatores constituem uma barreira a implantação de um sistema, como no Nord Pool, onde os geradores fazem ofertas de preços. No entanto, na medida, em que se tenha mais experiência e que a matriz energética brasileira se torne mais diversificada, será possível implantar um sistema deste tipo.

5.4 A crise de oferta de energia

A partir de junho de 2001, o Brasil passou a enfrentar a pior crise de oferta de energia desde a década de 1950. Desde tal década, o setor elétrico cresceu em níveis significativamente elevados. No entanto, com a crise financeira que emergiu nos anos 1980, os governos se depararam com um volume de capital insuficiente para fazer frente aos investimentos requeridos.

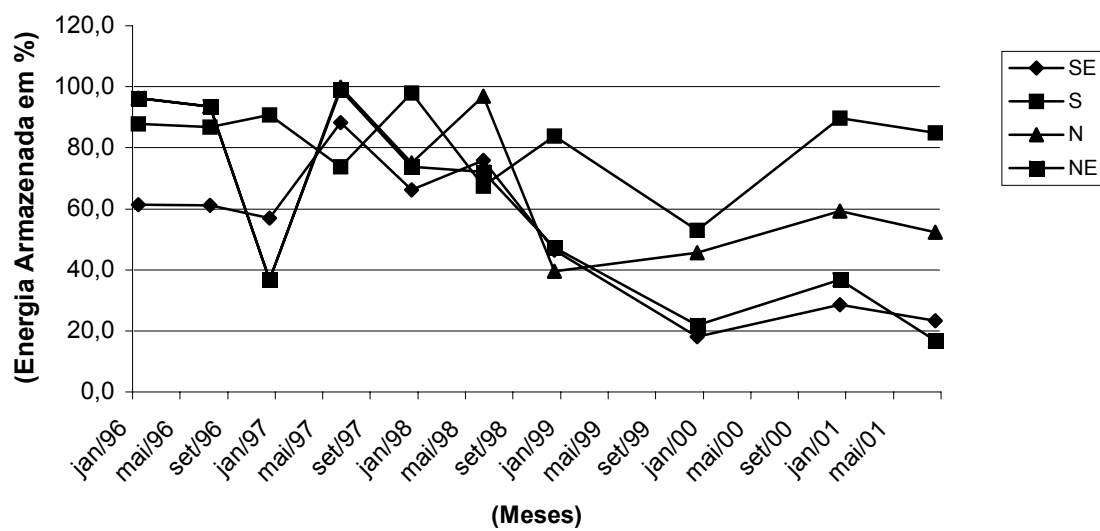
Segundo Pires, Giambiagi e Sales (2002), há quatro motivos principais para a crise de oferta de energia que estão inter-relacionados. São eles: a) o esgotamento do modelo estatal; b) falhas no planejamento da transição do antigo modelo para o modelo privado; c) problemas contratuais e regulatórios; e d) falta de coordenação entre os órgãos governamentais. Em resumo, conforme mostra Araújo (2001), o cerne da crise de oferta de eletricidade encontra-se na redução dos investimentos. O quadro 4.4 mostra que durante a década de 1980, o investimento médio da Eletrobrás correspondia a aproximadamente 0,8% do PIB nos anos iniciais daquela década, caindo para 0,70% no fim dos anos 1980. Já nos anos 1990, o investimento cai de 0,32% do PIB em média nos cinco primeiros anos da década para 0,24% entre 1996 e 2000. Isto mostra que o modelo monopolista estatal estava, com energia barata, esgotado. Primeiro, pela incapacidade fiscal do Estado. E, segundo, pela impossibilidade de se produzir energia barata conforme o que acontecia nos anos 1970¹⁰².

Com a queda no ritmo dos investimentos e o crescente aumento de demanda¹⁰³, as usinas foram obrigadas a turbinar água armazenada. A figura 5.1 mostra a queda dos níveis dos reservatórios de 1996 a Agosto de 2001. Com a escassez de chuvas no verão de 2001, montou-se o cenário para a crise que se seguiu.

¹⁰² Tal impossibilidade se deve especialmente ao fato de que os novos projetos de hidrelétricas situavam-se longe dos centros de carga, o que aumenta substancialmente o volume financeiro necessário para sua construção.

¹⁰³ A demanda é crescente, mesmo quando há queda no ritmo da economia, dado que cada vez mais um número maior de pessoas é atendido pelos serviços de eletricidade.

**Figura 5.1 – Energia Armazenada nos sistemas S, SE/CO, N e NE
(Em %)**



Fonte: ONS (<http://www.ons.com.br>)

Para Araújo (2001) além da queda no ritmo dos investimentos também houve erros no desenho do novo setor, principalmente, ao se tomar como base a reforma inglesa e não considerar as características peculiares dos sistemas hidrelétricos. Atrair investimentos privados em sistemas hidrelétricos é difícil. Em primeiro lugar, porque grandes usinas hidrelétricas requerem grande período de tempo para retorno do investimento e, em segundo lugar, porque pode haver conflitos sobre o uso da água, o que aumenta o risco do negócio. Outra questão que inibe os investimentos privados é a falta de clareza das regras do setor. O elevado risco que isto representa diminuiu o ritmo da expansão dos investimentos. Os mercados de eletricidade têm também como características o elevado nível de endividamento e o alto capital de entrada, de

modo que a não clareza das regras opera como barreiras a novos investimentos¹⁰⁴.

Assim, conclui Araújo (2001), há três passos a serem seguidos para a resolução desta crise: i) interromper as privatizações por sete anos; ii) fazer regras claras e facilmente compreensíveis; e iii) criar um sistema regulado e que remunere adequadamente os investimentos.

Para a administração da crise de energia elétrica, o governo criou a Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE)¹⁰⁵. Sua atuação foi pautada por quatro diretrizes fundamentais, quais sejam, o programa de racionamento de energia elétrica, programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica, programa emergencial de aumento da oferta de energia e, por último, a criação do programa de revitalização do modelo do setor elétrico.

Para reduzir o consumo durante a crise, foi criado o plano de racionamento de energia nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste¹⁰⁶. Este plano de racionamento estabeleceu metas de consumo por grupos de consumidores. Cálculos do ONS indicavam a necessidade de uma emergencial redução de 20% no consumo de energia nas regiões afetadas, como a única forma de impedir o total esvaziamento dos reservatórios e de assegurar a passagem pelo período de seca.

Outra questão relevante diz respeito às modificações do Valor Normativo (VN), que é o limite que as concessionárias podem repassar às tarifas, que remunere os empreendedores privados de cada modalidade de geração. Também deve fazer parte da pauta das discussões o revigoramento do MAE, cujas regras ainda não estão totalmente concluídas, o que reduz os investimentos e inibe o comportamento dos agentes.

O MAE começou a operar em setembro de 2000 e passou a fixar *ex-ante* os preços mensais para cada um dos quatro submercados. Considera-se para a formação do preço *spot* a energia natural afluyente, o mercado previsto, a

¹⁰⁴ Até 2001, a maioria das empresas privadas optou por comprar ativos já existentes no lugar de investir na expansão do sistema.

¹⁰⁵ Criada pela Medida Provisória 2.198-3 de 29 de Maio de 2001, e substituída em 6 de Julho de 2002 pela Câmara de Gestão do Setor elétrico (CGSE), conforme decreto 4.261.

¹⁰⁶ Os estados do Pará, Tocantins e Maranhão também entraram durante quatro meses no plano de racionamento, mas com uma meta de economia menor.

energia armazenada inicial, a expansão do sistema, a manutenção programada e a operação inflexível das térmicas (Araújo et al., 2001).

**Quadro 5.4: Investimentos da Eletrobrás
(%/PIB)**

Ano	Investimento (% / PIB)
1980	0,83
1981	0,88
1982	0,79
1983	0,65
1984	0,88
1985	0,73
1986	0,56
1987	1,09
1988	0,80
1989	0,66
1990	0,34
1991	0,45
1992	0,46
1993	0,32
1994	0,23
1995	0,15
1996	0,18
1997	0,23
1998	0,31
1999	0,30
2000	0,20
2001	0,38
2000	0,32

Fonte: Ministério do Planejamento apud Pires et al (2002)

O MAE enfrentou uma série de problemas que prejudicou seu funcionamento. Em primeiro lugar, a indefinição das regras levou a uma retração nos investimentos. E, em segundo lugar, os agentes preferiam transacionar via contratos, para não se expor aos riscos do MAE.

Além do mais, Furnas acumulou uma dívida com o a ASMAE superior a R\$ 600 milhões, correspondente à compra de energia no MAE para compensar o atraso da entrada em operação da usina nuclear Angra II. Outro fator que prejudicou o funcionamento adequado do mercado diz respeito ao conflito entre

as distribuidoras e a Eletrobrás, que pleiteia o direito de vender os excedentes produzidos por Itaipu. Também contribuiu o fato de que as regras do MAE não chegaram a ser totalmente cumpridas como previa a resolução nº 290/2000 da ANEEL.

5.5 Falhas de desenho no setor elétrico brasileiro

Algumas falhas de desenho na reforma do setor elétrico puderam ser observadas com a crise de oferta em 2001. Em primeiro lugar, as peculiaridades do setor brasileiro foram subestimadas, principalmente no que se refere à matriz hidráulica e à dificuldade de se introduzir competição em ambientes desta natureza.

Em segundo lugar, privatização das distribuidoras, mais lucrativas e de retorno financeiro mais rápido, ocorreu antes do estabelecimento das regras do setor e da constituição do agente regulador. Além do mais, na tentativa de sanear as finanças destas empresas, investimentos necessários foram eliminados ao lado de despesas supérfluas.

O terceiro impasse diz respeito à dificuldade de se criar de fato um ambiente competitivo principalmente na geração térmica a gás. A distribuidora deste insumo é um monopólio e seu valor está ligado ao valor do dólar e, por conseqüência, à volatilidade deste último. Há ainda o risco de projetos hidráulicos novos tornarem as térmicas inviáveis economicamente.

Por fim, mas sem esgotar o assunto, a indefinição do papel dos agentes levou a uma redução na expansão dos investimentos privados. Some-se a isto o atual impasse no debate sobre o papel da Aneel e de outras agências reguladoras.

5.6 Encargo de capacidade e a manutenção da confiabilidade no Brasil

Devido à predominância hidráulica no setor elétrico brasileiro, foram criados alguns mecanismos que levam em consideração esta particularidade, onde as economias de coordenação desempenham papel fundamental. Neste caso, o encargo

de capacidade é um mecanismo que visa, muito embora não tenha sido implementado, fornecer a indicação para novos investimentos em expansão do parque gerador. Assim, “o encargo de capacidade é uma função da probabilidade de perda de carga” (Araújo et al., 2001, p. 53). O encargo de capacidade brasileiro é diferente do modelo inglês. Conforme as regras do MAE, baseia-se na seguinte fórmula:

$$(\text{Encargo de capacidade}) = (\text{Valor da Carga perdida} - \text{Custo Marginal do Sistema}) \times (\text{Probabilidade de perda de carga}).$$

No caso brasileiro, a probabilidade de perda de carga (LOLP) *ex-ante* é calculada com base na capacidade existente e estimada para o ano inteiro. Para a liquidação, calcula-se a LOLP *ex-post*, com base nas cargas e disponibilidade reais.

Araújo e Pinto Jr (2000) destacam ainda duas funções básicas do encargo de capacidade: seguro para evitar que o preço *spot* chegue ao custo do déficit; e substituto de um mercado futuro e de opções. Mostram ainda que o encargo de capacidade pode levar ao exercício de poder de mercado, no que concerne às declarações de disponibilidade e também, provavelmente, na questão dos investimentos.

Destarte, o encargo de capacidade foi alvo de severas críticas e muitos estudos¹⁰⁷. O principal problema passa a ser então a definição de uma fórmula realmente eficiente para torná-lo capaz de cumprir suas funções. Um problema enfrentado pela proposição de encargo de capacidade no Brasil é a significativa dependência de modelos de simulações matemáticas, que, por sua vez, dependem de séries históricas sobre o sistema elétrico. Isto é, “acréscimos de disponibilidade de capacidade de potência determinam variações nos valores de probabilidade esperados, o que reduziria o valor do encargo de capacidade e, conseqüentemente, as receitas atribuídas aos geradores existentes” (ANEEL, 2000, p.5). Assim, o encargo de capacidade, tal qual descrito nas regras do MAE, poderia levar a uma redução no nível dos investimentos em capacidade, bem como, a exemplo do caso inglês, pode levar a comportamentos estratégicos por parte dos geradores. O encargo,

¹⁰⁷ Como pode ser observado em ANEEL (2000).

como proposto, envolve cálculos anuais via simulação para determinação da probabilidade do corte de carga. Esta probabilidade seria ponderada pelo custo de interrupção e dividida entre os consumidores que contrataram energia.

Além do mais, o encargo de capacidade calculado com base no custo de interrupção nacional distorce o sinal de mercado, podendo levar a incentivos em submercados ou áreas inadequadas. É uma forma impositiva de garantia da confiabilidade. A atribuição deste encargo não induz a expansão da capacidade instalada nem reduz a volatilidade do preço MAE, porque “não se terão recursos acumulados para cobertura da diferença entre o custo de interrupção e o teto estabelecido e nem a garantia deste valor teto nos preços da energia ofertada pelos geradores com capacidade de potência, quando da ocorrência de restrições de capacidade no sistema elétrico” (ANEEL, 2000, p.5). Dado que não reduz a volatilidade do preço MAE, o encargo prejudica a manutenção de uma receita contínua e uniforme dos geradores, levando a distorções nos níveis de investimentos.

Na contramão das reformas que vão na direção de um ambiente competitivo, os encargos de capacidade determinam um preço de capacidade, que o mercado converte em uma quantidade de capacidade. No entanto, devido ao fato de a demanda ser preço-inelástica, variações no preço implicam variações percentuais menores na quantidade demandada de capacidade, o que pode comprometer a confiabilidade do sistema. Sendo assim, encargos de capacidade, como proposto para o Brasil, não são mecanismos infalíveis de garantia do aumento da confiabilidade.

O aumento da obrigatoriedade de utilização de contratos bilaterais em 95% das transações também vai de encontro aos objetivos das reformas. Tal proposta não elimina os possíveis desequilíbrios de curto e médio prazo. Além do mais, não resolve o problema de garantia do suprimento e pode, ainda, criar elevados *sunk costs* para as empresas distribuidoras.

Há, atualmente, no âmbito do Governo brasileiro, proposta de se criar um mercado de reserva de geração. Tal proposta ainda está em estudo¹⁰⁸, mas

¹⁰⁸ Tema 13 do Projeto de Revitalização do Setor Elétrico.

já existem propostas de empresas privadas, como a feita pela Tractebel Energia e Duke Energy¹⁰⁹.

5.6.1 Encargo de capacidade emergencial

Devido à crise de oferta de energia em 2001, foi criado o encargo de capacidade emergencial. Tal encargo começou a vigorar a partir de março de 2002¹¹⁰. Tal encargo visa cobrir os custos de contratação de capacidade de geração ou potência, para evitar queda na oferta de eletricidade. Foram contratados, pelo governo federal, produtores independentes de energia elétrica, para que seja ampliada a oferta de energia e garantido o fornecimento até dezembro de 2005, afastando-se riscos hidrológicos e assegurando-se a recuperação dos reservatórios até que as usinas hidrelétricas e termelétricas a gás natural entrem em operação.

O custo que o encargo de capacidade emergencial (ECE) visa a cobrir é orçado pela Comercializadora Brasileira de Energia emergencial (CBEE), empresa pública encarregada das medidas preventivas de nova crise, com base no custo da contratação de capacidade de geração/potência previsto para o ano e no consumo de energia elétrica do ano anterior. Foi contratado um total de 2.155 MW de potência, que serão eventualmente utilizados pelos consumidores.

Por outro lado, o valor do encargo é fixado com periodicidade anual, com base em previsão da CBEE quanto à contratação de capacidade de geração/potência para o ano e no consumo verificado no ano anterior. O valor do encargo, para o ano de 2002, é de R\$ 0,0049/kWh¹¹¹, e pode ser revisado a cada trimestre pela Aneel. A cobrança durará de março de 2002 a junho de 2006. Esse encargo não se confunde com o reajuste tarifário para o ano de 2002, fixado em 2,9% para os consumidores residenciais e rurais e em 7,9% para os demais consumidores.

¹⁰⁹ Disponível em www.apine.com.br/Contrib/downloads/2002/Res_Gera%E7%E3o.ppt

¹¹⁰ Conforme arts.1º e 2º da Resolução nº 71/2002 da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, e na Medida Provisória nº14/2001.

¹¹¹ Consumidores com média de consumo menor que 80 MWh/mês estão isentos deste encargo.

No entanto, este programa não obteve os objetivos desejados na primeira tentativa de utilização. A primeira usina do Programa Emergencial de Termoeletricidade não pode ser acionada na primeira tentativa¹¹². A Energipe, distribuidora de eletricidade de Sergipe, tentou usar hoje a usina emergencial instalada no município de Lagartos, onde dois transformadores haviam queimado, mas a tentativa não foi bem-sucedida e as 28 mil casas e lojas da cidade continuaram sem energia elétrica.

Tais considerações mostram que o encargo de capacidade, justamente por distorcer os preços de mercado, não cumpre seus objetivos. Assim, propõe-se na seção seguinte que um mercado secundário de capacidade seja capaz de prover as necessidades de capacidade do sistema elétrico.

5.7 Perspectivas para o setor elétrico brasileiro

Devido à crise de oferta de energia, o governo optou novamente por reestruturar o modelo do setor elétrico. Essa nova reforma¹¹³ visa dinamizar os investimentos e aumentar o poder interventor e coordenador do Estado. As principais características do novo modelo são¹¹⁴:

- A geração, principalmente hidrelétrica, permanece sob o controle estatal;
- O novo modelo de formação de preços levará em conta o nível de água nos reservatórios;
- MAE passa a sofrer mais regulação da ANEEL;
- Desverticalização de todas as empresas do setor;
- Criação de um seguro para casos de emergência;
- Eliminação dos subsídios para os consumidores industriais;
- Aumento da exigência de contrato entre as geradoras e os consumidores cativos para 95%.

As medidas listadas anteriormente fazem parte de uma tentativa de impor dinamismo ao setor e acontecem após um período onde o setor se

¹¹² Conforme <http://www.estadao.com.br>, acessado em 22 de agosto de 2002.

¹¹³ Divulgada em 09 de janeiro de 2002.

¹¹⁴ Conforme os Relatórios de Progresso do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico nº 1, 2 3 (2002).

mostrou ineficiente, culminando na crise de 2001. Em certo grau, o novo modelo é um híbrido entre o modelo antigo, onde o Estado era o coordenador e o planejador, e o modelo proposto em 1997, no qual o preço seria liberado e haveria aumento da participação privada nos investimentos. Essas novas medidas são necessárias, mas ainda não suficientes para tornar o setor mais eficiente e dinâmico. Um entrave à competição no setor elétrico brasileiro diz respeito ao valor da água que ainda carece de legislação específica. O aumento da exigência das transações via contratos para 95% garante maior confiabilidade ao setor. Mas, por outro lado, reduz a competitividade potencial das empresas do setor.

Em longo prazo, as medidas vão surtir efeito caso os preços, tanto dos contratos como o preço *spot*, sinalizem a real necessidade de novos investimentos. E, para atrair novos investimentos privados é necessário criar regras claras e transparentes, sendo justamente a falta de clareza das regras do MAE a causa da redução dos investimentos e da estagnação pela qual o setor passou em 2001.

Por fim, propõe-se uma remodelagem do setor. Uma das principais características do setor elétrico brasileiro era a interligação total do setor. No entanto, para se introduzir mecanismos de mercado neste setor, as diferenças regionais devem ser levadas em consideração. Estas dizem respeito a diferenças nas rendas regionais, diferenças no padrão de consumo e na estrutura da indústria de geração de energia. Embora o setor elétrico brasileiro seja interligado, a capacidade de geração é maior do que a capacidade de transmissão. Sendo assim, as restrições de transmissão impedem a venda de grandes quantidades de energia.

As diferenças regionais significativas corroboram a existência de quatro mercados regionais. O mercado Norte, por exemplo, tem uma pequena participação no consumo de energia. Há apenas uma grande hidrelétrica, Tucuruí, no entanto, tem um grande potencial hidráulico ainda não explorado, justificado pelo projeto da usina de Belo Monte, com capacidade de aproximadamente 11 GW. Este potencial tornaria o mercado Norte um típico mercado exportador, caso existissem linhas de transmissão suficientes. Por

outro lado, o mercado Nordeste, com características de renda e consumo de energia peculiares, separado das outras regiões, teria condição de se desenvolver e criar políticas próprias. Nesta região, há apenas um rio, São Francisco, que abastece todas as centrais elétricas. Neste sentido, é importante notar que a desverticalização de empresas como a Eletronorte (concessionária monopolista da região norte) e a Chesf (concessionária monopolista da região nordeste) teria alto custo político para o Governo Federal, dado que tais empresas são consideradas ferramentas de desenvolvimento naquelas regiões.

As regiões sudeste, centro-oeste e sul, também se beneficiariam com a criação de mercados regionais. A região sudeste poderia se beneficiar com a criação de um mercado *spot* dinâmico e competitivo. Enquanto que a região sul, assim como a região norte, com alto potencial hidrelétrico a ser aproveitado, pode se beneficiar exportando energia para outras regiões.

Por fim, cabe notar que no alvorecer de um novo governo, a perspectiva, pelo menos num curto prazo, é que se crie um modelo híbrido entre o público e o privado. A essa situação Pires et al (2002) chamam de *second best* à consecução do modelo privado competitivo. Por um lado, tal medida é acertada, dado o esgotamento da capacidade de investimentos do estado e devido às políticas contrárias às privatizações adotadas pelo Governo Luiz Inácio Lula da Silva. Por outro, um modelo híbrido demanda uma série de arranjos institucionais, a começar pelo fortalecimento do planejamento governamental e a revisão dos papéis do MME, da ANEEL e do ONS.

5.8 Conclusões do capítulo

Este capítulo tratou da atual estrutura do setor elétrico. Foi mostrado que o setor elétrico brasileiro é peculiar em relação ao de outros países, devido principalmente à predominância de energia de fonte hidráulica. A reforma, que teve início em 1993, criou novos agentes e novas maneiras de comercializar energia. No entanto, as reformas ainda estão longe do fim. A crise de oferta de

energia de 2001 mostrou que ainda há um longo caminho a percorrer e que é necessário que se ache uma solução compatível com as características do setor elétrico brasileiro. Há ainda muitas questões não resolvidas, como por exemplo, a dificuldade de competição entre a energia hidráulica, velha e mais barata, e a energia térmica, nova e mais cara. Note-se, por fim, que, há a tendência de se ter no Brasil um setor elétrico híbrido, i.e., de propriedade tanto privada quanto estatal. Neste sentido, ainda cabe ao Estado desempenhar dentro do setor o papel de investidor e produtor, além do de regulador.

Além do mais, em grandes sistemas hidráulicos de eletricidade, a coordenação é mais adequada do que a competição, devido aos aspectos de segurança e minimização de custos, o que implica a necessidade de despacho centralizado.

É pertinente concluir que a reforma do setor elétrico, nos diversos países, é um processo dinâmico e sujeito a erros, que devem ser corrigidos na medida em que os problemas se verifiquem. Isto requer aprendizado constante por parte dos agentes. Neste ponto, o Brasil tem muito a se beneficiar dos erros e acertos de outros países, bem como tirar lições da crise de oferta de energia de 2001.

6 MODELO DE MERCADO DE CAPACIDADE

6.1 Introdução

A crise de oferta de energia de 2001 deixou latente que há significativos erros de desenho no setor elétrico brasileiro, e que ainda muitos esforços devem ser feitos até chegar-se a um mercado de energia realmente competitivo. A principal causa da crise em questão foi a redução no volume de investimentos. Esta queda nos investimentos deveu-se à diminuição da participação do Estado no setor, e, principalmente, à indefinição das regras tarifárias e para preços no longo prazo, que não impulsionaram o correto funcionamento do MAE, e que, por consequência, desestimularam os investimentos das empresas privadas. Dado que o setor elétrico se caracteriza por elevados investimentos com longo período de maturação e significativas barreiras à entrada, é necessário criar estímulos a novos investimentos, principalmente privados.

Este capítulo visa a apresentar os resultados da pesquisa no que tange à formação de mercados regionais de opções de capacidade, para os submercados Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S). A proposta estuda apenas estes dois submercados, porque estes podem ser considerados mais maduros do que os outros dois submercados (Norte e Nordeste). Sendo assim, o submercado SE/CO caracteriza-se por ser demandante e importador de energia e o submercado S tem a característica de potencial exportador de energia elétrica.

Para se alcançar os objetivos do capítulo, o mesmo está dividido em mais cinco seções. A próxima examina as questões que se referem à manutenção da confiabilidade no setor elétrico brasileiro, nos submercados mencionados. Na terceira seção é apresentada a estrutura do mercado de opções de capacidade de curto prazo para a IEE brasileira.

Na quarta seção é desenvolvido um modelo de previsão do preço MAE e, através dos preços determinados pelo modelo estimado, são calculados os

preços das opções de compra de capacidade, de acordo com o modelo de Black - Scholes. Na seção seguinte, destaca-se a análise das principais barreiras à implantação de um mercado de opções de capacidade na IEE brasileira. Por fim, a última seção trás as principais conclusões do capítulo.

6.2 Análise da confiabilidade no setor elétrico brasileiro

Esta seção visa examinar questões que podem comprometer a confiabilidade do setor elétrico brasileiro, e que, portanto, devem ser analisadas, dado que mostram que a confiabilidade da IEE brasileira será seriamente afetada caso não ocorram aumentos expressivos nos investimentos. Tais áreas são: maturidade do mercado, estrutura da indústria, o mercado atacadista, mercado de contratos, o papel do operador do sistema, os serviços de rede, as incertezas regulatórias e políticas públicas.

6.2.1 Maturidade do mercado

Uma das questões essenciais ao sucesso da reforma no setor elétrico é a criação de um ambiente regulatório e comercial estável. Sem tal estabilidade os agentes evitam fazer novos investimentos, dado que não compreendem os riscos envolvidos¹¹⁵. Destaque-se ainda o fato de que, conforme propõe Newberry (1999), um dos pré-requisitos para a implantação bem sucedida da competição no setor elétrico é o grau de maturidade da indústria.

O setor elétrico brasileiro caracteriza-se justamente por ser ainda um mercado imaturo, onde a demanda cresce a taxas maiores que o crescimento do PIB. Isto pode ser visto no quadro 6.1, que compara a taxa de crescimento do PIB com o consumo de energia elétrica de 1994 a 2001. Pode-se notar que na maior parte do período o consumo de energia, de fato, cresce a taxas acima da taxa de crescimento do PIB. A exceção é o ano de 2001, no qual o PIB cresceu 1,42% em relação ao ano anterior. Contudo, devido à crise de energia, o consumo de energia teve uma queda de 7,9%. Na verdade, 2001 foi um ano

¹¹⁵ Tal situação foi identificada como sendo o cerne da crise de energia em Araújo (2001).

atípico para a IEE brasileira, onde o consumo caiu em todas as regiões, de forma diferenciada, pois a região sul, que não fez parte do racionamento, sofreu conseqüências. Mas, mesmo com a crise, na média do período o crescimento do consumo de energia ainda ficou acima do crescimento do PIB, o que sugere o caráter ainda de pouca maturidade do setor elétrico brasileiro.

**Quadro 6.1 – Crescimento do PIB e do consumo de Energia Elétrica
1994 a 2001**

Ano	PIB (crescimento %)	Crescimento do Consumo de Energia Elétrica (%)
1994	5,85	3,58
1995	4,22	6,01
1996	2,66	4,86
1997	3,27	6,12
1998	0,13	4,19
1999	0,81	2,50
2000	4,36	4,43
2001	1,42	-7,9
Média 1994/2001	2,52	2,64

Fonte: IBGE (www.ibge.gov.br) e Relatório Analítico Eletrobrás (2003).

Salienta-se, ainda, que não está disseminado o conceito de competição entre os agentes do mercado, principalmente para os consumidores finais. Isto porque, devido à crise de oferta de 2001 e aos sucessivos aumentos nas tarifas de energia elétrica, os consumidores não puderam perceber os benefícios da reestruturação do setor elétrico.

6.2.2 Estrutura de mercado

A estrutura de mercado, como já discutido anteriormente neste trabalho, afeta a forma como são determinados os preços, que, por sua vez, induzem (ou retraem) investimentos. Em outras palavras, a estrutura da indústria pode exercer influência na manutenção e no aumento da confiabilidade do setor elétrico. No caso brasileiro, o mercado não é suficientemente competitivo a ponto de que as decisões de investimentos sejam função apenas das expectativas de preços. Além disso, há indefinição sobre o modelo definitivo a

ser adotado no setor elétrico, o que implica a presença de significativas barreiras à entrada.

A estrutura do setor elétrico brasileiro também reflete a escolha feita no passado da forte dependência hidráulica, o que contribui para a forte volatilidade do preço MAE. Note-se, ainda, que há expressiva diferença entre a competitividade das geradoras hidráulicas, mais baratas e de investimentos já amortizados, e das térmicas, com investimentos novos e custos mais altos. Isto resulta na necessidade de criação de um estímulo ao aumento da participação térmica, porque a diferença de custos entre as geradoras é inconsistente com os requisitos de um mercado competitivo. Tal situação pode ser entendida por meio do quadro 6.2, que mostra a diferença entre as tarifas das usinas hidrelétricas antigas, de investimentos já amortizados, das hidrelétricas novas e das termelétricas novas.

Quadro 6.2 – Tarifa média de geração do setor elétrico brasileiro

Fonte de geração	Tarifa média (US\$/MWh)
Energia Velha	10 – 12
Hidrelétrica Nova	32 – 34
Termelétrica Nova (gás natural ciclo combinado)	39-41

Fonte: MME (2002).

A IEE brasileira ainda é, sobretudo no segmento geração, predominantemente estatal¹¹⁶. Tal fato permite a prática de poder de mercado, dada a assimetria de informações entre as empresas privadas e as estatais¹¹⁷. Além do mais, um mercado de energia elétrica deve ser líquido e oferecer algum tipo de mecanismo de *hedge* financeiro para possibilitar o gerenciamento do risco por parte dos agentes. No atual contexto da IEE brasileira, tal produto inexistente e também não há liquidez para incentivar os agentes a adotarem estratégias de risco mais agressivas e de longo prazo.

¹¹⁶ Cerca de 80% da capacidade total de geração permanece estatal.

¹¹⁷ Conforme Vinhaes (2003).

6.2.3 Perspectiva de ampliação da capacidade de geração

Os quadros 6.3 e 6.4 mostram a tendência de aumento da capacidade instalada no setor elétrico. No primeiro, destaca-se a tendência de aumento da participação térmica na geração, especialmente as ligadas ao PPTs. O segundo destaca que até 2004 o setor privado será responsável por aproximadamente 77% dos investimentos no setor elétrico.

Quadro 6.3 – Perspectiva de ampliação da Geração de Energia 2002-2004 (Em MW)

Tipo de Empreendimento	2001	2002	2003	2004	Total
Hidrelétricas com PCH ¹¹⁸	3.205	1.882	2.432	2.582	10.101
PPT ¹¹⁹ com Co-Geração	905	3.375	3.358	1.087	8.725
Termelétricas – CBEE ¹²⁰	763	1.390	-	-	2.153
Importação	1.220	1.188	-	-	2.408
Total	6.093	7.835	5.790	3.669	23.387

Fonte: MME (2002)

Quadro 6.4 – Previsão de investimentos no setor elétrico – 2002-2004

	Fonte de investimentos		
	Privados	Públicos	Total
Total (R\$ Milhões)	32.585	9.713	42.298
%	77	23	100

Fonte: MME (2002)

No entanto, devido aos problemas conjunturais do setor elétrico brasileiro, a participação privada em novos investimentos não tem crescido conforme planejado. A indefinição de um modelo definitivo para o setor e a falta

¹¹⁸ PCH – pequena central hidrelétrica.

¹¹⁹ PPT – Programa prioritário de termelétricas.

¹²⁰ CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

de clareza sobre o papel do agente regulador, ANEEL, aliados aos problemas financeiros da maior parte das distribuidoras, são os principais motivos da redução da participação dos investimentos do capital privado. Assim, pode-se aferir que caso não haja um mecanismo capaz de atrair novos investimentos privados e dada a escassez de recursos públicos, a confiabilidade e a capacidade de geração do setor poderão estar seriamente comprometidas em um futuro próximo¹²¹, o que pode ser observado através da análise do quadro 6.5, para os submercados aqui estudados.

**Quadro 6.5 Balanço de Energia Assegurada
(MW médio)**

SUDESTE / CENTRO-OESTE

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	30.259	31.861	32.768	32.927	31.806
Mercado	27.013	28.168	29.257	30.423	32.224
Balanço	3.246	3.693	3.511	2.504	-418

SUL

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	8.684	9.511	9.546	9.581	10.231
Mercado	6.999	7.542	7.948	8.361	8.889
Balanço	1.685	1.969	1.598	1.220	1.332

Fonte: ONS (2002).

6.2.4 O papel do operador do sistema

O ONS desempenha papel significativo no setor e tem o poder de interferir no mercado para garantir a confiabilidade da oferta. Muito embora suas intervenções tenham o objetivo de manter a integridade física do sistema, na prática tais intervenções têm impacto no comportamento dos agentes do mercado. O quadro 6.6 e a figura 6.1 mostram, no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, o nível de reservas de potência operativa (R.P.O.), para os submercados Sudeste /Centro-oeste e Sul. Tais reservas consistem

¹²¹ O descompasso entre demanda e capacidade de geração pode se agravar caso ocorra expansão significativa da economia.

em potência disponibilizada (MW) ao sistema, calculadas de forma administrativa pelo ONS.

**Quadro 6.6 - Reservas de Potência Operativa submercados SE/CO e S¹²²
(set 2000 a Dez 2002)**

Mês	RP SE/CO	RP Sul
set/00	1.469	783
out/00	1.642	806
nov/00	1.432	775
dez/00	1.429	588
jan/01	1.343	779
fev/01	1.427	811
mar/01	1.455	832
abr/01	1.478	846
mai/01	1.492	835
jun/01	1.259	827
jul/01	901	814
ago/01	1.492	797
set/01	1.066	802
out/01	1.060	808
nov/01	982	802
dez/01	1.037	800
jan/02	1.002	806
fev/02	1.035	821
mar/02	1.092	842
abr/02	1.152	831
mai/02	1.189	824
jun/02	1.153	837
jul/02	1.166	821
ago/02	1.126	812
set/02	1.210	784
out/02	1.184	810
nov/02	1.175	803
dez/02	1.180	800

Fonte: ONS

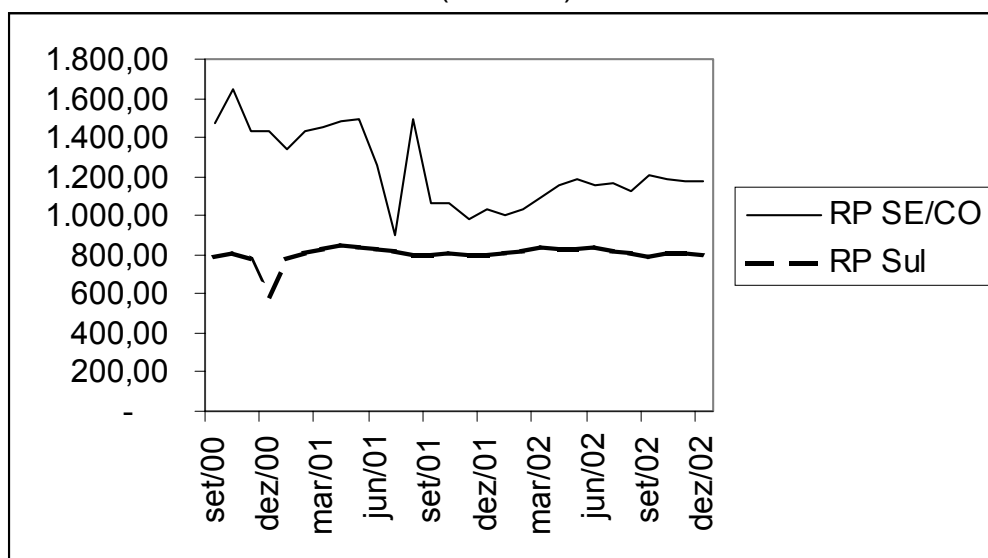
Os valores mostrados no quadro 6.6 equivalem, em média, a aproximadamente, 3,7% da capacidade instalada do submercado SE/CO e 7,5% da capacidade instalada do submercado Sul¹²³. Isto se mostra

¹²² Estes dados não são publicados, mas foram obtidos por meio de pesquisa direta na sede do ONS, em Florianópolis-SC.

¹²³ Como mostrado anteriormente, a experiência internacional adota mercados de capacidade ou de reserva equivalentes a 15 a 20% da capacidade instalada total.

contraditório, porque o submercado SE/CO tem maior demanda, o que exigiria um maior nível de reservas para garantir a confiabilidade. Tal fato mostra também a presença de restrições de transmissão, dado que o submercado Sul tende a ser exportador de energia para outros submercados e/ou países.

Figura 6.1 - Reservas de Potência Operativa submercados SE/CO e Sul
(set 2000 a Dez 2002)
(Em MW)



Fonte: ONS

É possível notar, por intermédio da figura 6.1, que durante o período de racionamento de energia houve queda expressiva no nível de reservas no submercado SE/CO, o que aponta para agravamento do risco energético neste submercado ao longo do período.

Já na região sul, a série de dados é praticamente estacionária, ou seja, não houve modificações significativas no nível das reservas de potência, o que aponta para a existência de significativas restrições de transmissão, já que as reservas são determinadas de forma técnica e não havia mecanismos de exportação de energia para a região sudeste.

6.2.5 Incerteza regulatória

Muito embora a reforma na IEE brasileira tenha sido iniciada em meados da década de 1990, prevalece ainda um ambiente de incerteza regulatória, o que pode colocar em risco a confiabilidade do sistema, à medida que tal ambiente pode reduzir novos investimentos. Há uma corrente que argumenta que o modelo idealizado no período FHC não foi completamente implantado e por isso ainda há incerteza sobre o modelo definitivo do setor elétrico brasileiro. Por outro lado, há a corrente defendida no atual governo de que o modelo adotado anteriormente era inconsistente com as características da IEE brasileira, por isso deve ser totalmente reformulado.

Assim, há barreiras a novos investimentos em capacidade instalada até que o modelo definitivo esteja definitivamente implantado e demonstrado sucesso no seu funcionamento¹²⁴.

6.3 Mercado de capacidade para o setor elétrico brasileiro

As mudanças na estrutura da IEE brasileira aumentaram a exposição dos agentes a um maior grau de incerteza. Tal incerteza implica a necessidade de minimizar os riscos ou de compartilhá-los via contratos de longo prazo. No entanto, ao passo em que reduzem o risco de longo prazo, os contratos não resolvem os desequilíbrios que eventualmente podem surgir entre demanda e oferta no curto prazo. Tais desequilíbrios fazem surgir a necessidade de mecanismos como o mercado *spot* e o mercado de futuros. O mercado *spot* é necessário para fazer face às flutuações da demanda em tempo real, enquanto que o mercado de futuros minimiza os riscos de falta de eletricidade com um período de antecedência, que pode ser um mês, um ano ou mais. Deriva daí o fato de que a introdução de mecanismos de mercados futuros, tais como as opções, operam como *hedge*, dado que minimizam a incerteza das empresas do sistema.

Assim, enquanto os contratos de longo prazo são importantes para reduzir o risco dos agentes, o mercado *spot* minimiza o risco de déficit de

¹²⁴ Ressalta-se também que há impedimentos ao aumento dos investimentos também devido à conjuntura da economia internacional, que se caracteriza por uma menor liquidez, em relação à década de 1990, e por uma maior aversão ao risco, em relação ao mesmo período.

energia elétrica no curto prazo, mas cria a necessidade de algum tipo de mecanismo de *hedge*. Além do mais, os contratos não reduzem a volatilidade do preço *spot*, ainda que atenuem os riscos de comprador e vendedor.

Da mesma maneira, quando há restrições de transmissão, os contratos de longo prazo são necessários e importantes, mas não suficientes para prover o necessário mecanismo de *hedge*. Isto porque as restrições podem provocar movimentos de preços, que são independentes dos contratos.

Um mercado de opções de capacidade coordenado pelo MAE é capaz de fornecer ferramentas para a ampliação dos investimentos e a redução da volatilidade do preço do mercado *spot*. A coordenação pelo MAE é necessária e inevitável devido às características físicas do setor. Em outras palavras, qualquer tentativa de implantação de mecanismos de mercado esbarra na concepção física dos sistemas de eletricidade.

Em virtude da grande capacidade de armazenamento dos reservatórios no Brasil, o setor elétrico vivencia épocas de preços baixos intercaladas com épocas de preços altos. Esta volatilidade de preços é um complicador na medida em que aumenta os riscos, as incertezas e os custos, principalmente dos geradores sem contratos ou distribuidores que não estão 100% protegidos por contratos. É importante ressaltar a importância do requerimento de capacidade como instrumento poderoso para a manutenção de uma reserva planejada de capacidade. Desta forma, um mercado de capacidade desponta como um mecanismo apropriado para garantir o aumento de confiabilidade.

“Esse instrumento poderia ser adotado no Brasil como forma de retomar o planejamento de uma capacidade excedente no sistema nacional. Para tanto, dois pontos devem ser ressaltados: não há necessidade de um mercado sofisticado de capacidade e seria importante a eliminação do limite¹²⁵ de auto-suprimento imposto pela Aneel às distribuidoras” (Araújo et alli, 2001, p. 67).

Deste modo, há quatro formas básicas de transacionar capacidade:

- Licitação pública;
- Imposição de uma reserva de capacidade para todas as empresas que atendem consumidores finais;

¹²⁵ De acordo com a resolução nº 278/2000, da Aneel, o limite é de 30% sobre o total de energia provida aos mercados cativos de cada distribuidora.

- Incentivo para a formação de reserva de capacidade, em relação a consumidores cativos, pelas empresas distribuidoras; e
- Criação de um mercado de capacidade, onde, dados os incentivos de mercado, os agentes transacionariam capacidade, i.e., potência (MW).

Em relação particular à existência de um mercado de capacidade para a IEE brasileira, há quatro razões para sua implantação:

- O critério do cálculo de energia assegurada incorpora um risco de déficit pré-fixado de 5%;
- As regras atuais do modelo do setor elétrico não exigem que 100% da demanda dos consumidores cativos esteja garantida por contratos bilaterais;
- Caso haja incerteza em relação à demanda futura, as empresas distribuidoras poderiam adotar um cenário de menor crescimento do mercado, e para evitar prejuízo com a sobrecontratação, tenderiam a reduzir os investimentos;
- Eventuais atrasos em obras de geração e transmissão poderiam causar deplecionamentos nos reservatórios das usinas.

Ou seja, no lugar de um seguro compulsório, propõe-se que as regras de mercado sejam capazes de incentivar investimentos em capacidade. Portanto, nesta proposta, o mercado de capacidade diz respeito a um mercado de reserva de geração. O montante de geração requerido depende de alguns parâmetros, como, por exemplo, do risco do déficit do sistema e da margem de segurança nos reservatórios das usinas hidrelétricas e nas térmicas que afetam a energia assegurada e, por consequência, a necessidade de reserva de geração. É tarefa árdua determinar o montante de capacidade para cada distribuidora, mas a experiência internacional recente, que prevê entre 15 a 20% da capacidade instalada, pode servir como *benchmark*.

Em outras palavras, um seguro incentivado pelas regras de mercado pode ser um mecanismo viável para impulsionar investimentos no setor elétrico

brasileiro. A vantagem dos mecanismos de mercado é que, com regras transparentes e regulação eficaz, viabiliza investimentos futuros e, ao reduzir a volatilidade do preço *spot*, garante maior confiabilidade ao mercado e reduz riscos e incertezas.

6.3.1 Desenho proposto

O objetivo, ao se propor um desenho de mercado, é, dentre outros, induzir a um maior grau de eficiência econômica. Assim, ao se propor um mercado de opções de capacidade é crucial compreender a ligação entre o mercado de energia e o mercado de opções de capacidade e as diversas opções que os agentes têm à sua disposição ao operar nestes mercados.

Desse modo, parte-se da hipótese de que a estrutura do mercado de energia 'puro' afeta a estrutura do mercado de opções de capacidade. E, ainda, há a contrapartida no sentido contrário. Isso acontece porque, em situações onde há de fato mercados de energia eficiente, o preço *spot* afeta a disponibilidade de capacidade no sistema, como mostrado no capítulo 3.

Ainda há outra relação importante, dado que a estrutura do mercado de capacidade tende a afetar a eficiência do processo de despacho das unidades geradoras. No longo prazo, isto afeta preços, disponibilidade e novos investimentos.

Esta proposta se refere à opção de compra de capacidade de curto prazo, i.e., disponibilidade de gerar energia com um prazo de um mês de antecedência. O mercado de opções de capacidade mensal é necessário tanto para sinalizar investimentos de longo prazo quanto para garantir que haverá capacidade suficiente para atender aos critérios mínimos de confiabilidade e minimizar a possibilidade de racionamentos.

O mercado proposto neste trabalho é um híbrido entre mercado de capacidade e um mercado de opções. Isto acontece porque se parte da noção de que separadamente tais modelos não seriam capazes de garantir aumento de investimentos e da confiabilidade do setor elétrico.

Primeiramente, mecanismos de mercados de opções adaptados ao setor elétrico funcionariam como mecanismo de *hedge*, mas, ao mesmo tempo,

poderia criar elementos estimuladores de especulação, como no caso da Califórnia, o que poderia colocar em risco a confiabilidade do sistema ou de parte dele. Dessa forma, o mercado financeiro deve estar subordinado às restrições físicas do setor elétrico.

Já um mercado de capacidade ‘puro’, o mesmo tem o objetivo de garantir a confiabilidade, no curto prazo. No longo prazo, está sujeito a falhas no seu desempenho, já que há a necessidade de ferramentas que operem como *hedge*, o que contribui para alavancar novos investimentos. Mais importante: mercados de capacidade muitas vezes são criticados pela forma como o preço da capacidade é determinado. Em alguns casos, o preço da capacidade é zero quando há folgas no sistema e, quando há perspectivas de queda no suprimento, o preço tende a infinito¹²⁶.

Justifica-se, assim, a necessidade de um mercado desta natureza devido ao fato de que, para maximizar a eficiência de um mercado de energia elétrica deve, haver forte conexão entre as características físicas e financeiras dos agentes, particularmente as plantas geradoras e as distribuidoras.

Logo, um mercado de opções de capacidade reúne elementos positivos dos dois tipos de mercado e mantém a subordinação da parte financeira à parte física. Posto isto, elenca-se a seguir os elementos chaves do desenho proposto:

- a quantidade de capacidade (MW) a ser transacionada é definida pelo MAE;
- os agentes ofertantes e demandantes de capacidade são, respectivamente, os geradores e as distribuidoras;
- os geradores submetem as ofertas de preço, dados os seus custos e suas expectativas em relação ao preço de mercado;
- desta forma, o preço será determinado pela interação entre as curvas de demanda e oferta;

¹²⁶ Ver Cramton (2003).

- os agentes são tomadores de preço¹²⁷.
- as firmas, portanto, serão remuneradas pela disponibilidade futura; e
- o mercado de opções aqui proposto é baseado no conceito de despacho econômico.

Em relação ao fato de a quantidade ter de ser determinada pelo MAE, isso ocorre porque a curva de oferta de eletricidade tem inclinação menor que a curva de demanda. Então, se a quantidade for determinada livremente pelo mercado, pequenas variações no preço poderão gerar grandes variações na quantidade de equilíbrio, o que comprometeria a confiabilidade do sistema, que é um dos objetivos do design de mercados de eletricidade. Além do mais, num ambiente competitivo, a previsão de carga de cada firma se torna mais difícil, o que justifica novamente o fato de a quantidade de capacidade requerida ser determinada administrativamente pelo MAE.

Como as firmas serão remuneradas pela disponibilidade futura, este mercado representa uma maneira de remunerar as usinas térmicas, que com custos de geração maiores podem não ser despachadas de forma a tornar tais investimentos atrativos para o capital privado.

Um mercado de capacidade de um mês de antecedência tem a vantagem adicional de que neste período a previsão dos eventuais desequilíbrios entre demanda e oferta é mais precisa, o que reduz a volatilidade do preço MAE. Entretanto, tem a desvantagem de não atrair novos investimentos de longo prazo.

Caso haja competidores suficientes, cada um tenderia a efetuar ofertas de preço próximo ao seu custo marginal. Caso um gerador faça ofertas a preços maiores que o custo marginal, corre o risco de não ser remunerado pela sua disponibilidade. Já caso faça ofertas abaixo do custo marginal, o gerador corre o risco ficar disponível e ser remunerado por um valor inferior ao custo marginal de capacidade. No entanto, isto só é válido caso haja um número

¹²⁷ É importante lembrar que não há necessidade de que um mercado tenha um número infinito de firmas idênticas para que se tenha resultados semelhantes aos de concorrência perfeita. Com 15 firmas, a perda de eficiência em um mercado é próxima de zero (Cabral, 2000, p. 154).

grande de competidores. Em situações, onde haja presença de poder de mercado, os geradores, principalmente em determinados momentos de demanda de ponta, tenderiam a cobrar um preço significativamente acima da curva de custo marginal. Ou seja, este modelo permite que as firmas se tornem tomadoras de preços, i.e., tenham conduta de empresas competitivas.

Porém, essa característica de tomador de preço dependeria da expectativa de geração por meio de hidrelétricas, isto é, do regime das vazões para o mês efetivo. Na verdade, quanto mais água há nos reservatórios, mais as termelétricas se tornam tomadoras de preços, ou seja, menor seu poder de mercado.

No mercado proposto, a demanda reflete a disposição dos demandantes (distribuidoras) em pagar pela capacidade disponível das geradoras. Isto torna os demandantes mais preço-elásticos, o que contribui para uma definição de preço mais próxima do ideal competitivo e reduz poder de mercado. Além do mais, passaria a ter na IEE um produto financeiro e contratual, o que contribuiria para a redução de riscos. Sob o prisma da oferta, os geradores seriam remunerados pelo preço de mercado, que reflete o custo marginal de capacidade¹²⁸. A possibilidade de contratos financeiros também contribuiria para a redução de risco dos ofertantes. Em suma,

$$p = \text{CMgK} \quad (6.1)$$

onde:

p = preço de capacidade

CMgK = Custo Marginal de capacidade.

$$\text{Sendo, } \text{CMgK} = \frac{\partial CT}{\partial q} \text{ e} \quad (6.2)$$

$$CT_{n-1} = \beta_n * CCT_{n-1} \quad (6.3)$$

onde:

¹²⁸ Neste caso, convém notar que o custo marginal de capacidade reflete um custo de oportunidade, dado que implica a análise, por parte das empresas, da relação custo/benefício entre operar no MAE ou operar no Mercado de opções de capacidade.

CCT_{n-1} : refere-se ao custo de capacidade de geração térmica no mês anterior;
 β_n : expectativa de geração hidrelétrica no mês em questão (o a 1); e
CT = Custo total de capacidade no mês anterior.

Então, o problema, em um sistema hidrotérmico, portanto, é determinar o valor de β , que é tão mais importante quanto maior é a participação das hidrelétricas ou quanto mais regularizada é a produção de energia pelas fontes hídricas. Na prática, o valor de β pode ser zero quando há expectativa de vertimento e pode ser um quando a esperança é de geração térmica.

6.3.2 Questão política

A garantia de confiabilidade é também uma questão política, dado que os benefícios de uma IEE melhor estruturada são públicos. Assim, um mercado de opções de capacidade é necessário para garantir à população capacidade adequada para prover serviço confiável e prevenir, ou mitigar, poder de mercado. Desta forma, do ponto de vista político, lista-se os objetivos do Mercado de opções de capacidade:

- mínima interferência do preço *spot*;
- garantir a manutenção de um nível mínimo de capacidade a um preço justo;
- flexibilidade para modificações ou, caso necessário, sua extinção;
- tornar os agentes mais ativos no processo de manutenção da confiabilidade.

Também deve ser considerado que os requerimentos adicionais que os geradores possam precisar para estar aptos a participar do mercado de opções de capacidade. Assim, podem fazer parte do mercado de opções de capacidade os geradores que tiverem uma fonte firme de gás natural ou geradores hidráulicos que tiverem capacidade de armazenamento, dado pelo

ONS. A que se considerar também que geradoras hidráulicas a fio d'água podem participar declarando disponibilidade.

Neste contexto, o mercado de capacidade não poderia flutuar ao nível das expectativas de geração hidrelétrica, dado que a maior pretensão é uma confiabilidade de longo prazo, ou seja, expansão da oferta dado um nível de confiabilidade, o que torna necessária a definição de um preço de capacidade em função de uma penalidade.

6.3.3 Penalidades

Uma interrupção no fornecimento provoca uma externalidade. Esta se traduz em custo para os consumidores que ficaram sem energia por um determinado período de tempo. Por outro lado, a redução do risco de interrupções, ou o aumento da confiabilidade, é uma externalidade positiva. Desta forma, a confiabilidade pode ser considerada um bem público. É possível que o preço de um bem público seja dado pelos mecanismos de mercado. No entanto, deve-se notar que tal mercado deve ser regulado.

Neste caso, onde características técnicas e de mercado se misturam, é interessante notar que a regulação também deve obedecer a ambos os critérios. Enquanto, de um lado, espera-se que o agente regulador seja responsável pela regulação econômica, o operador do sistema deve praticar a regulação técnica, visando sempre o objetivo de manter a confiabilidade.

O conceito de mercado de capacidade envolve penalidades. Caso um agente gerador não tenha reservas à disposição em um determinado mês, ainda há a possibilidade de adquirir a quantidade contratada no mercado *spot*, mesmo que com isso tenha prejuízo. Caso contrário, o agente com deficiência de capacidade recebe uma penalidade do órgão regulador. O valor desta penalidade poderia ser distribuído entre os demais agentes do mercado que supriram com capacidade extra a demanda do mercado.

O segredo no mercado de capacidade é definir um preço que não seja função exclusiva do regime hidrológico, mas que não o despreze, levando seus efeitos em termos da necessidade de expansão. Logo, o principal elemento

neste mercado é a existência de uma penalidade. Assim, um Mercado de opções de capacidade, do tipo europeu, deve incluir elementos como:

- a) requerimento de condições de geração de energia, que garanta que a capacidade disponível é capaz de ser gerada no momento requerido; para participar do MOC;
- b) o operador deve evitar que haja excesso de oferta de capacidade para não remunerar capacidade que não será despachada no determinado momento;
- c) os dados do mercado de capacidade, tais como quantidade e preço, devem estar disponíveis com certa antecedência, de sorte que os agentes possam tomar decisões relativas às operações físicas das usinas, de acordo com sua futura participação no mercado. Por exemplo, usinas não listadas no mercado devem ficar livres para fornecer energia ou via contratos ou no mercado spot.

Dado que se pretende estudar a formação de um mercado, então, os métodos de determinação da quantidade requerida devem ser simplificados. Por exemplo, os requerimentos devem ser função da previsão de carga e da margem de reserva planejada.

Desta forma, como propõe Stoft (2002b, parte 2), supondo:

q_o = capacidade instalada;

q_r = capacidade requerida;

P_c = preço da capacidade;

Y = penalidade imposta pelo regulador; e

CF = Custo fixo de geração.

O preço de equilíbrio de mercado de capacidade seria, portanto, igual ao custo marginal, ou seja,

$$P_k = CMgK \quad (6.4)$$

O custo marginal, a exemplo do que sucede em toda teoria econômica de cunho marginalista, é dado por:

$$CMgK_{n-1} = \frac{\partial CTK_{n-1}}{\partial q_r} \quad (6.5)$$

onde:

$CMgK_{n-1}$: custo marginal estabelecido no mês anterior;

CTK_{n-1} : é o custo total para o mês anterior; e

q_{n-1} : quantidade de energia estabelecida como reserva de capacidade para o mesmo mês; e

q_r : quantidade requerida.

A composição do custo total é essencial no modelo proposto. Normalmente, tal custo é formado pelo custo fixo e pelo custo variável, isto é:

$$CTK_{n-1} = CFK_{n-1} + CVK_{n-1} \quad (6.6)$$

onde:

CFK_{n-1} : é o custo fixo de capacidade para o mês anterior;

CVK_{n-1} : é o custo variável de capacidade para o mês anterior.

Em situação normal, o custo marginal variaria com a quantidade, o que significaria que tal custo seria função apenas do custo variável de capacidade, o que não interessa, uma vez que manteria a volatilidade do preço *spot*¹²⁹.

Para resolver tal problema é incorporada uma penalidade (Y), a qual funcionaria da seguinte maneira:

$$p_{k(n-1)} = Y \quad (6.7)$$

¹²⁹ O preço do mercado *spot*, ou o custo marginal de curto prazo, reflete o custo de atender o consumo incremental quando não é possível aumentar a capacidade instalada, o que implica atender com geração térmica (mais cara) ou com energia secundária (mais barata).

Neste caso, sempre que $\partial q > 0$ haveria de investimentos (capacidade requerida é maior do que a capacidade instalada) e, nesta situação, a penalidade (Y) seria igual ao custo fixo (CFK), que é o verdadeiro custo de capacidade.

Observe-se que sempre que a capacidade requerida (q_r) se aproximar da capacidade instalada (q_0), maior é o preço no mercado *spot*, ocorrendo o contrário quando q_r for muito menor do que q_0 . Neste sentido, haveria um valor ótimo para a relação entre q_r e q_0 , e é prudente que se defina a penalidade em função de tal relação. Em outras palavras,

$$\gamma^* = \frac{q_r}{q_0} \quad (6.8)$$

E ainda,

$$Y = f(\gamma^*) \quad (6.9)$$

Na prática, a penalidade seria um incentivo à expansão da capacidade e, logo, ao aumento (ou manutenção) da confiabilidade e, por isso, pode-se fazer:

Se $\gamma^* \leq 1$, então:

$$Y = \text{CFK} \quad (6.10)$$

Por outro lado, se $\gamma^* > 1$, então:

$$Y = \gamma^* \text{CFK} \quad (6.11)$$

O uso combinado das equações (6.10) e (6.11) mostra que sempre haverá o incentivo à expansão e que, para evitar custos maiores, as empresas dificilmente permitirão que q_r seja maior do que q_0 .

O benefício do aumento da capacidade instalada resulta na redução dos custos sociais da interrupção. Quando aumenta a diferença entre q_0 e q_r , a probabilidade de interrupção diminui. No entanto, já que há uma relação ótima entre q_0 e q_r , e na prática, isso dificulta o planejamento dos geradores, propõe-se, então, um mecanismo de mercado futuro de capacidade.

Joskow (2002, b) ainda acrescenta que as penalidades para os geradores não disponíveis devem ser as mais elevadas possíveis e aumentar conforme o grau de emergência. Pode-se aferir que mecanismos de penalidade são essenciais ao correto funcionamento de mercado de opções de capacidade.

Importa notar também, conforme mostra Stoft (2002b), que há significativa relação entre a quantidade de capacidade e o lucro das geradoras neste mercado. Assim, ao se reduzir a quantidade de reservas disponíveis, o preço destas aumentam, e aumentam também os lucros dos geradores. Isto leva a aumento dos investimentos, que gera um ciclo virtuoso. Este ciclo corresponde a épocas onde há excesso de capacidade seguidas por épocas com escassez de capacidade.

Por meio deste mecanismo aqui proposto, os compradores e vendedores de opções determinariam o preço de mercado da capacidade em um momento futuro. O período necessário para contratos futuros de capacidade seria limitado apenas pelas previsões de requerimentos futuros. Um mercado de opções de capacidade funcionaria como um *hedge* em relação às incertezas inerentes a mercados de energia. Além do mais, tal mercado incentivaria o aumento da participação das usinas termelétricas, o que contribuiria para reduzir a dependência hidráulica e a volatilidade do preço *spot*.

Note-se que as distribuidoras, individualmente, poderiam contratar capacidade futura visando suas próprias necessidades. Entretanto, como há

uma perspectiva de aumento da competição no segmento de varejo, de modo unilateral nenhuma distribuidora tem condições de prever sua carga futura. O Operador do Sistema pode indicar às distribuidoras suas obrigações de compra de capacidade futura.

Assim, a partir da equação do prêmio de opções de compra, do tipo europeu, mostrada no capítulo 2:

$$C = SN(h) - Ee^{-rt} N(h - v\sqrt{t}) \quad (6.12)$$

Pode-se notar, então, que o prêmio seria um preço de capacidade e o preço de exercício seria função da energia produzida. Neste caso, os recebimentos dos geradores seriam binômios, parte capacidade e parte consumo, o que reduziria a flutuação de suas receitas.

Este mercado deve preferencialmente ser iniciado de forma parcialmente regulado. A experiência passada mostra que mercados de energia e de capacidade são suscetíveis a desequilíbrios. Assim, o regulador deve estabelecer a quantidade de reserva a ser requerida e o preço deve ser formado como em um leilão. Isto se caracteriza como uma intervenção branda, dado que o regulador especifica requisitos mínimos de *hedge*, fiscaliza as garantias comerciais, os arranjos contratuais e as penalidades para os geradores que não cumprirem os requisitos de disponibilidade.

Esta intervenção regulatória proativa tem a vantagem de permitir que o consumidor escolha o nível adequado de proteção contra o risco (de preço ou de abastecimento) e fundamentar uma relação econômico-financeira entre os pagamentos de opções de capacidade aos geradores a responsabilidade advinda de tais pagamentos. Os geradores que recebem pagamento pela capacidade devem garantir sua disponibilidade para produzir energia quando o risco de abastecimento atingir um nível previamente estabelecido pelo regulador. Assim, o prêmio de uma opção de compra de capacidade (R\$/MW) reflete um pagamento pela disponibilidade do gerador e o preço de exercício da opção (R\$/MWh) equivale à remuneração recebida pela energia gerada.

Outra possível solução seria as trocas diretas entre as distribuidoras. Neste caso, distribuidoras que contrataram capacidade em excesso podem revender

tais opções a concorrentes que têm à sua disposição uma quantidade de capacidade menor do que o necessário para fazer frente à carga.

Convém destacar que em um mercado de opções de compra de capacidade pode haver manifestação de poder de mercado. Se a obrigação se der em data próxima à data de entrega e, ao mesmo tempo, a capacidade disponível estiver próxima da capacidade total instalada, então, o preço de capacidade pode subir acima do nível competitivo.

Com o objetivo de reduzir tal poder de mercado, a liquidação neste mercado deve se dar com antecedência da data de entrega. Isto além de reduzir o poder de mercado potencial, aumenta as opções de oferta de capacidade disponíveis aos consumidores, e incentivar novos entrantes a investir no aumento da capacidade.

Num ambiente competitivo, a previsão de carga individual de cada empresa fica mais difícil, assim, o MAE deve definir a quantidade de capacidade requerida para todo o sistema.

Os mercados de capacidade operam em regimes temporais. Isto é, o produto capacidade pode ser diário, anual ou mensal. Em um mercado diário as liquidações ocorrem no dia anterior à entrega da energia elétrica. No entanto, um mercado de capacidade diário não cumpre suas funções, justamente por não prover sinais com antecedência significativa das possíveis alterações na oferta e demanda de energia.

Um mercado de capacidade mensal, por sua vez, provê mais liquidez e sinais, mas como o setor elétrico demanda planejamento de longo prazo, um mercado mensal não satisfaz todas as exigências. Já um mercado de opções de capacidade anual fornece sinais de médio e longo prazo ao mesmo tempo em que garante maior confiabilidade ao sistema.

Em cada submercado, o regulador deve exigir de cada distribuidora que tenha contratos de opções de compra de capacidade para fazer frente à previsão de demanda nos horários de ponta além de uma margem de reserva (em torno de 15 a 20%).

O tamanho do mercado de capacidade, em relação à capacidade instalada total do setor elétrico, é de fundamental importância para seu

sucesso. Caso o percentual determinado pelo MAE seja relativamente pequeno, menos de 5 % da capacidade instalada, então, nos horários de demanda de ponta, haverá exercício de poder de mercado, dado que no mercado de energia a capacidade estará próxima ao limite e o mercado de capacidade não terá folga suficiente para reduzir os preços MAE.

Por outro lado, se o mercado de capacidade tiver um tamanho percentual relativamente grande, também poderá ser observado aumento nos preços MAE, devido à redução da oferta neste último mercado.

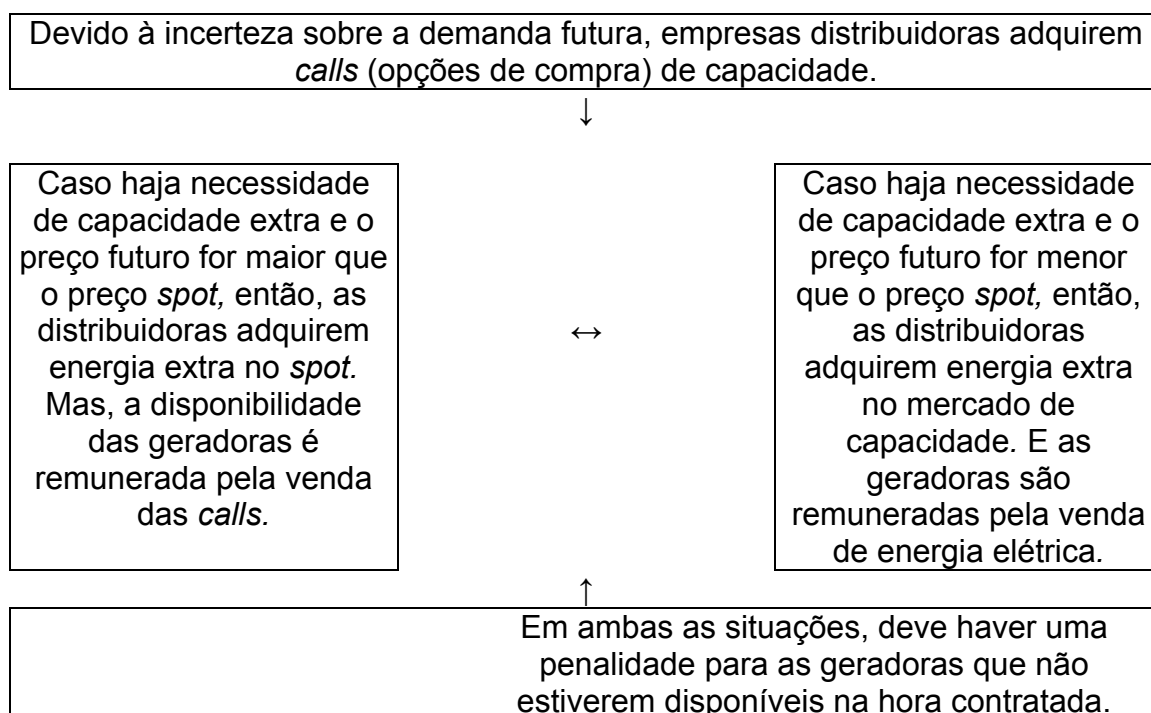
Os geradores que operarem no mercado de opções de capacidade receberiam, pela disponibilidade, o valor do prêmio da opção, que contribuiria para o pagamento de custos fixos. Caso venham a ter energia despachada, receberiam o preço de exercício, como pagamento pelos custos variáveis.

Criar um mercado de opções de capacidade é um desafio significativo, dado que muitos mecanismos técnicos teriam que ser criados. No entanto, é necessário que o regulador imponha, preferencialmente estimulando as empresas via mecanismos de mercado e não de forma impositiva, algum tipo de requerimento às distribuidoras.

A definição da correta margem de reserva é tarefa árdua, mas a experiência de mercados como o NeePool ou PJM pool mostra que reservas em torno de 15 a 20% conseguem suprir a carga de ponta. No entanto, no Brasil há pouco ou nenhum estímulo econômico-financeiro para a criação de reservas de geração.

Outra questão importante diz respeito ao tempo de maturação dos contratos de opções de capacidade. Dado que o setor elétrico requer investimentos de longo prazo, os contratos também devem obedecer a este critério. Especificamente, contratos de um até três anos de maturação seriam ferramentas úteis ao planejamento de longo e médio prazo. Mas, devido à dificuldade em se prever corretamente a demanda, contratos de opções de capacidade com tempo de maturidade inferior a um ano também poderiam ser negociados para suprir eventuais erros de previsão de carga.

Figura 6.2 – Fluxograma simples de operação do mercado de capacidade



Fonte: elaboração própria

6.4 Aplicação do modelo de mercado de capacidade

Para a aplicação do modelo aqui proposto, foi desenvolvido um modelo de previsão do preço *spot* de energia elétrica. A previsão de preços *spot* é tarefa bastante difícil. Em mercados onde o preço é determinado pela interação entre demanda e oferta, a dificuldade reside no fato de que é impossível saber, com precisão, o comportamento da carga no futuro. No caso brasileiro, a tarefa se torna mais complexa, porque o preço é formado via modelos de simulação. Esta utiliza uma série de tempo com mais de 70 anos de dados para modelar a previsão de variáveis estocásticas como o nível pluviométrico. Assim, o preço MAE em um determinado período contém informações passadas, por isso, ele será a única variável no modelo.

Este modelo de previsão do preço *spot* foi desenvolvido como objetivo de possibilitar a simulação de preços futuros de capacidade, no prazo de um mês. A previsão de preço *spot* neste trabalho leva em consideração os limites impostos pela metodologia de cálculo do mesmo. Para tanto, foi usada uma

série de dados do preço MAE, dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, de 47 semanas, com início na segunda semana de fevereiro de 2002 e terminando na última semana de dezembro de 2002. Este período foi escolhido porque marca o final do período de racionamento de energia. A utilização dos dados colhidos no período de vigência do racionamento de energia poderia levar a um viés na análise estatística, dado que houve forte queda nos preços, na região sudeste, no período de apenas uma semana. O modelo de previsão do preço MAE utilizado neste trabalho segue o método de Box & Jenkins¹³⁰ e utiliza um modelo ARIMA¹³¹ para descrever o comportamento da série.

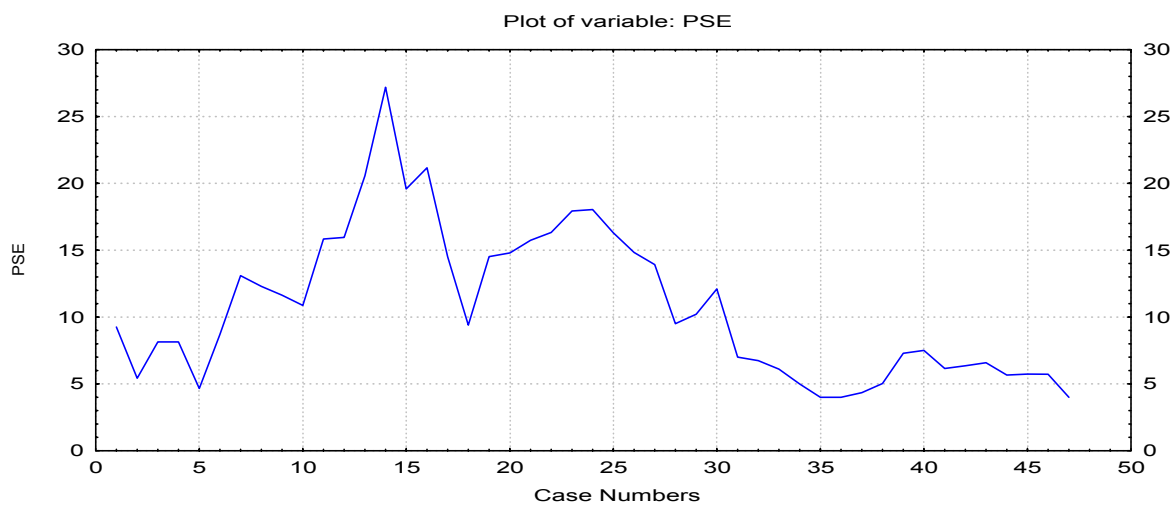
O primeiro passo para a previsão é a visualização da série temporal estudada. É possível perceber nas figuras 6.3 e 6.4, respectivamente, a volatilidade nos preços MAE nos dois submercados estudados. A análise de variáveis integradas, como o caso do preço MAE, que possuem tendências sem receber algum tipo de transformação nos níveis das variáveis pode gerar resultados duvidosos, mesmo quando o coeficiente de determinação é elevado.

As séries foram, então, consideradas integradas de primeira ordem ou $I(1)$. Assim, nas figuras 6.5 e 6.6 mostram-se os gráficos das integrações $I(1)$, para a série de preços dos dois submercados analisados.

¹³⁰ Para melhor compreensão do modelo Box & Jenkins, ver Makridakis et al. (1998, cap. 7).

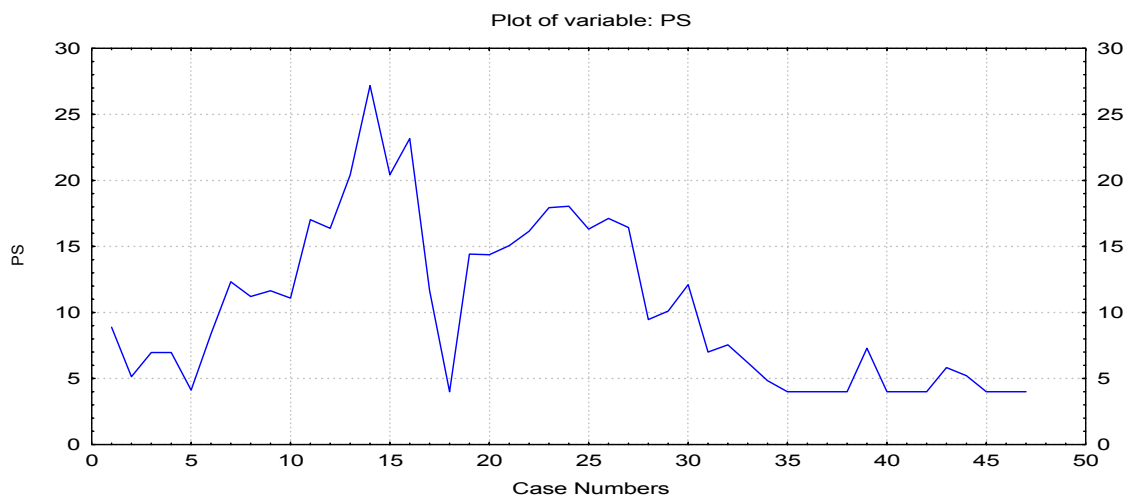
¹³¹ Autoregressive Integrated Moving Average.

Figura 6.3 – Preços MAE Submercado Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)



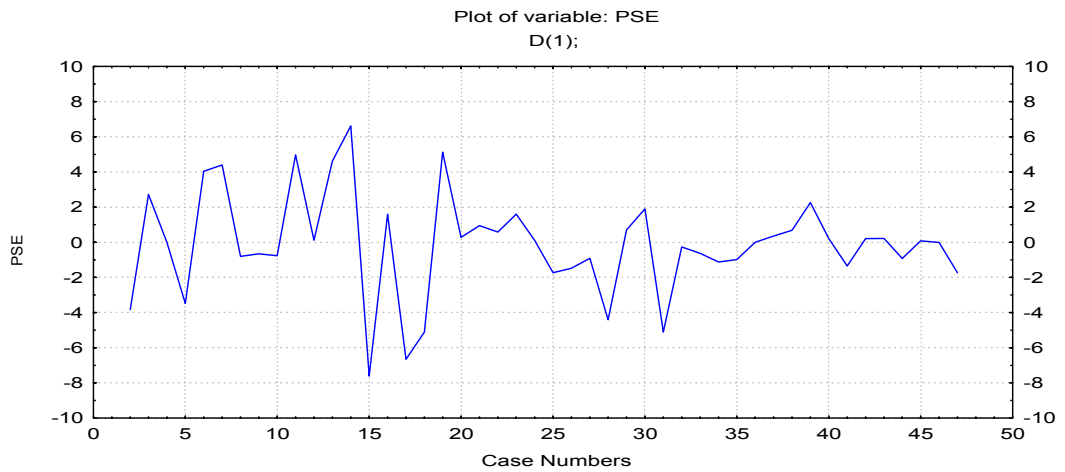
Fonte: MAE (www.mae.org.br)

Figura 6.4 – Preços MAE submercado Sul (R\$/MWh)



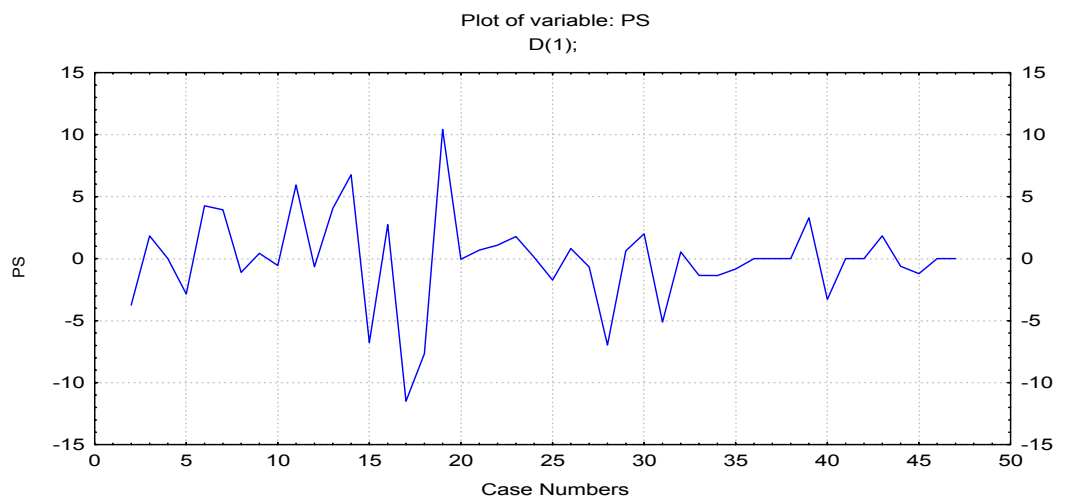
Fonte: MAE (www.mae.org.br)

Figura 6.5 – Comportamento da variável Preço MAE Submercado SE/CO em primeira diferença (R\$/MWh)



Fonte: elaboração própria com dados do MAE

Figura 6.6 – Comportamento da variável Preço MAE Submercado S em primeira diferença (R\$/Mwh)



Fonte: elaboração própria com dados do MAE

Note-se que as séries se tornam estacionárias após terem sido diferenciadas. No entanto, é possível notar que há a presença de sazonalidade na série diferenciada, que é estimada no modelo ARIMA.

Os gráficos¹³² das funções autocorrelação (FAC) para os dois submercados analisados decrescem de acordo com exponenciais amortecidas. Já o gráfico da função de autocorrelação parcial (FACP) apresenta bastante correlação com o tempo Y_{t-4} . Isto sugere, portanto um modelo, para ambos os submercados, um modelo ARIMA (4,1,0)¹³³.

A base de dados para estimar-se o modelo foi a série de preços MAE dos dois submercados estudados. Os dados compreendem 47 semanas, da 2ª semana de fevereiro de 2002 até a última de dezembro do mesmo ano¹³⁴. O fato de se utilizar 47 semanas limita o modelo, dado que qualquer modelagem de previsão requer o maior número de dados possível. Portem, até fevereiro de 2002, os preços MAE eram calculados levando-se em conta o racionamento de energia. Utilizar os dados do período anterior a fevereiro de 2002 poderia, então, impor algum tipo de viés à série simulada, restringindo a confiança do modelo. Foram, assim, estimadas as seguintes equações para os submercados SE/CO e S¹³⁵, respectivamente.

SE/CO

$$y = 2,077 + 0,831y_{t-1} + 0,0033y_{t-2} + 0,236_{t-3} - 0,251_{t-4} + \varepsilon_t$$

S

$$y = 2,431 + 0,759 y_{t-1} - 0,015_{t-2} + 0,275 y_{t-3} - 0,237 y_{t-4} + \varepsilon_t$$

As figuras 6.7 e 6.8 mostram as previsões feitas para os dois submercados.

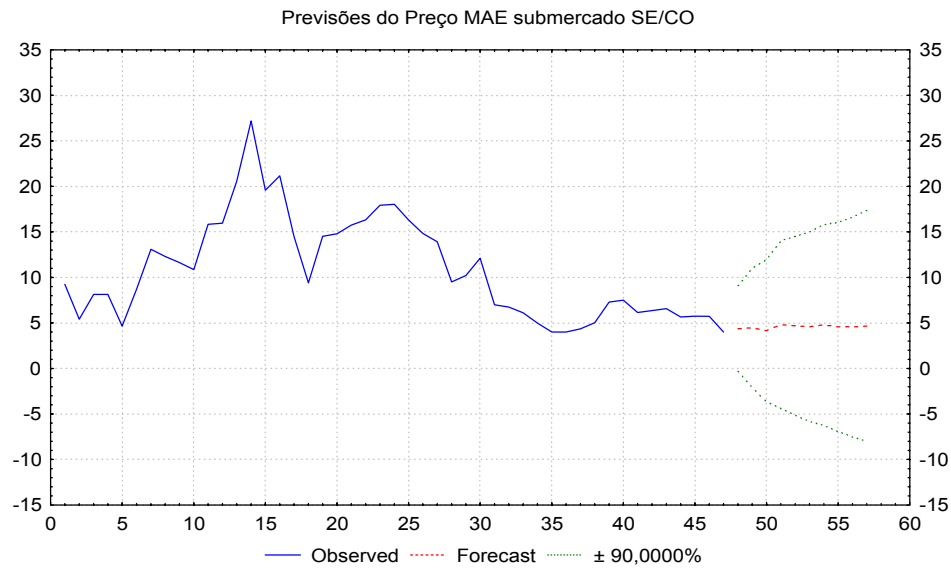
¹³² Ver anexo.

¹³³ Este foi o modelo que apresentou o menor erro estatístico, conforme sugerem Makridakis et al. (1997, cap. 7) ao se modelar séries temporais com o modelo ARIMA.

¹³⁴ Sendo assim é desnecessário levar em conta a inflação no período.

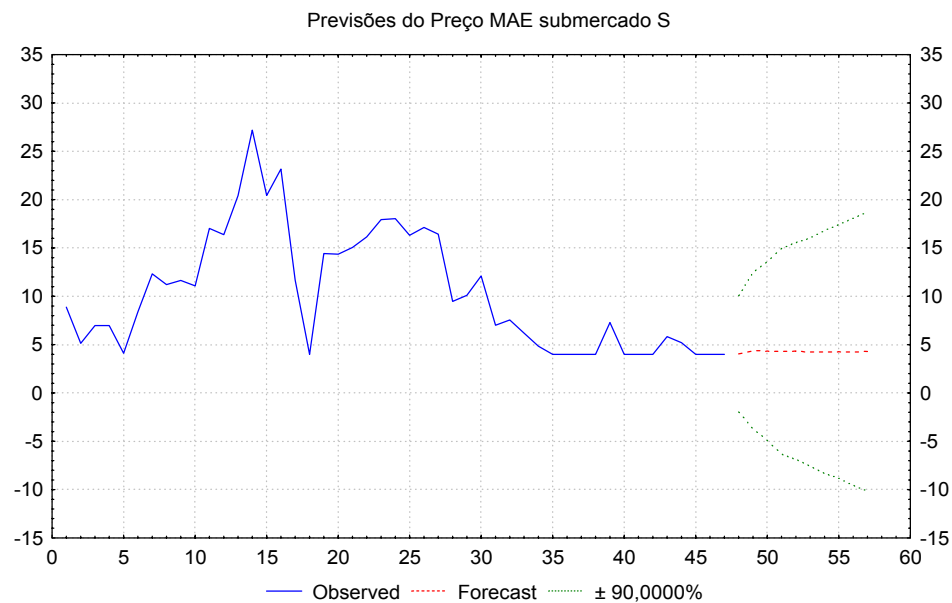
¹³⁵ Conforme Anexo deste trabalho.

Figura 6.7 – Previsões do preço MAE submercado SE/CO



Fonte: elaboração própria com dados do MAE

Figura 6.8 – Previsões do preço MAE submercado S



Fonte: elaboração própria com dados do MAE

Assim, com base nas equações encontradas, foram feitas previsões *ex-ante* do comportamento dos preços MAE nos submercados SE/CO e S. Ou seja, com base nas equações estimadas, foram calculados preços futuros

teóricos com prazo de maturidade de um mês, para 43 semanas, conforme tabela 6.1.

Tabela 6.1: Preços observados (P) e preços futuros teóricos (Pf) para os submercados SE/CO E Sul (R\$/MW)

Semana	P SE/CO	Pf SE/CO	P S	Pf S
1	9,25	9,25	8,88	8,88
2	5,42	5,42	5,14	5,14
3	8,14	8,14	6,97	6,97
4	8,14	8,14	6,97	6,97
5	4,66	7,82	4,12	6,94
6	8,70	6,54	8,38	6,16
7	13,10	9,20	12,32	9,01
8	12,30	12,05	11,21	11,15
9	11,64	13,23	11,64	12,09
10	10,87	12,70	11,09	12,51
11	15,84	10,76	17,03	10,85
12	15,96	14,93	16,37	15,76
13	20,57	15,03	20,42	14,91
14	27,19	20,23	27,19	19,76
15	19,58	24,53	20,43	23,26
16	21,17	19,29	23,17	19,29
17	14,51	20,99	11,67	22,38
18	9,40	11,99	4,00	10,15
19	14,52	10,01	14,42	6,84
20	14,80	12,28	14,37	11,07
21	15,75	13,00	15,06	11,47
22	16,33	16,28	16,15	16,68
23	17,93	15,55	17,93	15,02
24	18,04	17,03	18,04	16,56
25	16,31	17,03	16,31	16,75
26	14,83	15,82	17,12	15,67
27	13,92	14,21	16,44	15,92
28	9,51	13,01	9,47	14,89
29	10,21	9,43	10,11	10,23
30	12,11	10,15	12,11	10,45
31	7,00	10,92	7,00	10,20
32	6,75	7,96	7,55	8,11
33	6,11	7,99	6,20	9,00
34	4,99	5,79	4,83	6,09
35	4,00	6,08	4,00	6,43
36	4,00	5,17	4,00	5,32

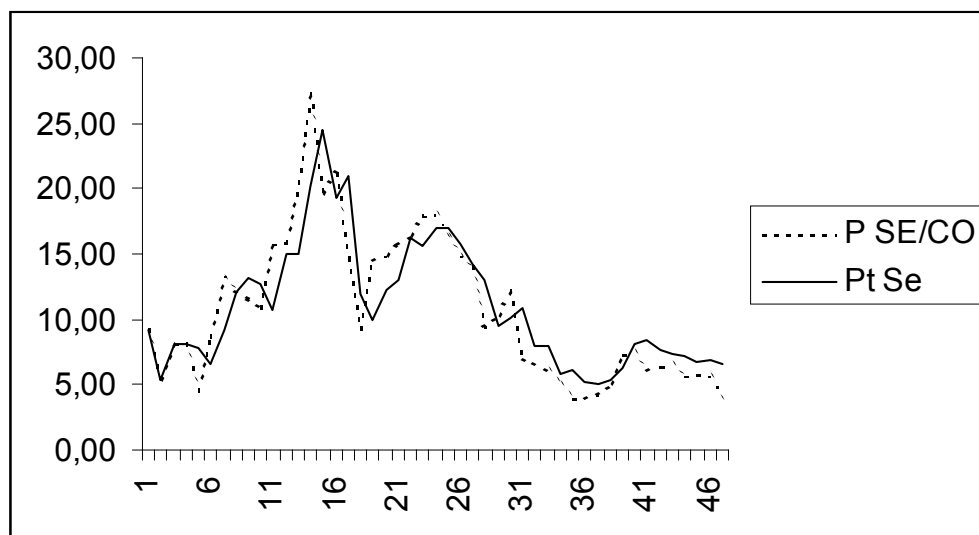
Continua

37	4,35	5,06	4,00	5,27
38	5,03	5,40	4,00	5,37
39	7,29	6,21	7,29	5,57
40	7,50	8,17	4,00	8,06
41	6,15	8,43	4,00	5,52
42	6,36	7,67	4,00	6,47
43	6,58	7,32	5,83	4,79
44	5,66	7,13	5,21	6,96
45	5,74	6,76	4,00	6,46
46	5,73	6,82	4,00	6,05
47	4,00	6,54	4,00	5,47

Fonte: Elaboração própria com dados MAE

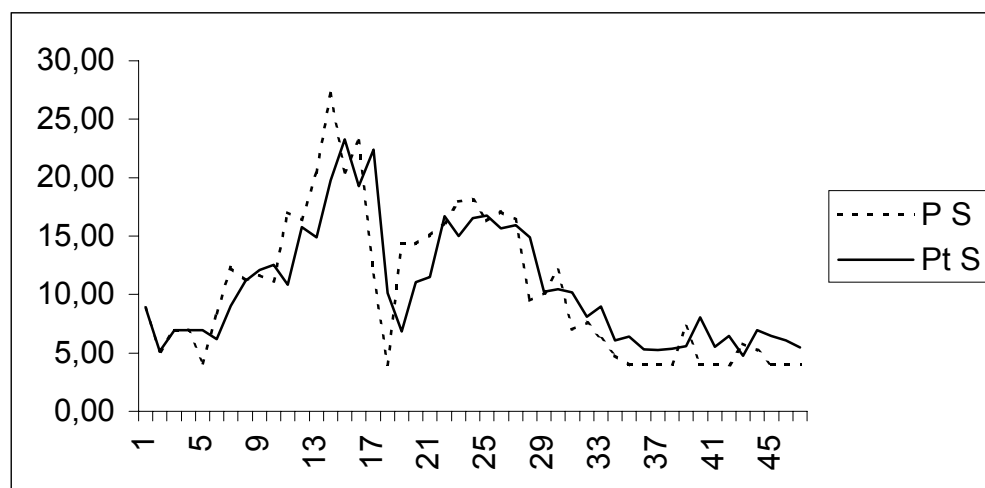
Desta forma, as figuras 6.9 e 6.10 mostram a relação entre os preços observados (P SE/CO e P S) e os preços teóricos estimados (Pt Se e Pt S).

Figura 6.9 – Relação entre Preços MAE observados (P) e teóricos (Pt) para o submercado SE/CO (R\$/MWh e R\$/MW)



Fonte: Elaboração própria com dados MAE

Figura 6.10 – Relação entre Preços MAE observados (P) e teóricos (Pt) para o submercado S (R\$/MWh e R\$/MW)



Fonte: Elaboração própria com dados MAE

Pode-se notar, por meio das figuras 6.8 e 6.9, que a série teórica tem volatilidade reduzida em relação à série observada. Porém, segue a mesma tendência de sazonalidade.

Tabela 6.2 - Volatilidade das séries de preços real e estimada pelo modelo (Em %)

Volatilidade/ tempo	P SE/CO	P Sul	P teórico SE/CO	P teórico Sul
Volatilidade Semanal	27	39	19	26
Volatilidade Mensal	53	77	38	51
Volatilidade Anual	193	279	138	184

Fonte: elaboração própria com dados do MAE.

O passo seguinte consistiu em estimar a volatilidade¹³⁶ tanto dos preços observados quanto dos preços estimados. É possível notar no quadro 5.9 que o preço teórico estimado tem volatilidade aproximadamente 30% menor que o a série de preços real. Precisamente, esta redução é um dos objetivos de um mercado de opções de capacidade. Porém, é possível notar que o modelo de previsão do preço MAE apresenta limitações, que são inerentes à própria metodologia de formação do preço MAE. Assim, caso fosse possível estimar um modelo de previsão de preço perfeito, então, a volatilidade estimada também seria expressivamente menor, corroborando a existência de um mercado de opções de capacidade.

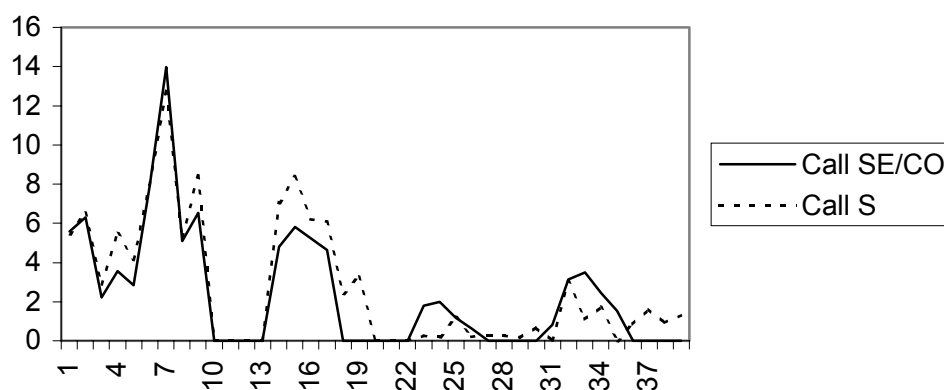
Posteriormente, com base nos preços estimados pelo modelo e na volatilidade calculada para os preços futuros teóricos, foi feito, por intermédio da metodologia apresentada por Black - Scholes¹³⁷, o cálculo do preço das opções de compra, ou seja, das *calls*, que podem ser visualizados na tabela 6.3, para os dois submercados estudados¹³⁸. Foram, então, calculados valores das *calls* para trinta e nove semanas, isto porque as oito primeiras semanas do modelo estimado foram utilizadas como base, simulando dados passados. Neste caso, como taxa de retorno livre de risco foi utilizada a taxa de juros básica (SELIC) para o início de 2003, igual a 25%.

¹³⁶ A volatilidade foi estimada através do cálculo do desvio-padrão do Ln da divisão entre Y_t e Y_{t-1} , conforme Hull (1998).

¹³⁷ Conforme fórmula (6.12). A função cumulativa normal foi calculada conforme Silva Neto (1996, p. 171).

¹³⁸ Para este cálculo, foi utilizado o *software* DerivaGem, que acompanha o livro texto Hull (1998). No sentido de confirmar os valores calculados, foi utilizada uma planilha em MS Excel, desenvolvida pelo prof. Marco Antônio G. Dias (PUC-RJ), para se calcular o valor das *calls*.

Figura 6.11 Valores das opções de compra para os submercados SE/CO e S (R\$/MW teóricos)



Fonte: elaboração própria com dados do MAE.

O comportamento gráfico das *calls* pode ser visualizado na figura 6.11. Pode-se notar que há semanas em que o preço das *calls* nos dois submercados é positivo, mas há semanas em que o preço das *calls* é igual a zero. Este era um resultado esperado já que, dada a variação do preço MAE, é natural que ocorra semanas em que as distribuidoras (compradoras) precisem recorrer ao mercado de opções de capacidade. Isto ocorreria quando a previsão de demanda fosse alta e, assim, as distribuidoras precisassem recorrer ao mercado de capacidade para garantir entrega de eletricidade para o mês seguinte, dado que nestes períodos a probabilidade de racionamento é maior. Em alternância, há semanas em que isso não é necessário dado que o preço MAE possa estar bastante baixo, devido à demanda reduzida.

Ou seja, há períodos onde é vantajoso exercer a opção de compra, o que significa dizer que o preço *spot* é maior do que o preço futuro. E, em contrapartida, há épocas onde é mais racional comprar energia diretamente no mercado *spot*.

**Tabela 6.3: Valor teórico das Calls para os mercados SE/CO e S.
(Em R\$/MW)**

Semana	Call SE/CO	Call S
1	5,6	5,45
2	6,3	6,54
3	2,21	2,88
4	3,57	5,45
5	2,84	4,14
6	7,87	7,95
7	13,99	12,72
8	5,1	5,28
9	6,53	8,41
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	4,79	7,05
15	5,82	8,37
16	5,23	6,21
17	4,64	6,08
18	0	2,42
19	0	3,27
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	1,81	0,25
24	2	0,18
25	1,18	1,16
26	0,61	0,18
27	0	0,27
28	0	0,26
29	0	0,16
30	0	0,7
31	0,83	0
32	3,14	3,07
33	3,49	1,1
34	2,46	1,72
35	1,53	0
36	0	0,85
37	0	1,62
38	0	0,92
39	0	1,31

Fonte: elaboração própria com dados do MAE

Pode-se concluir, então, que há forte relação de interdependência entre o mercado *spot* e o mercado de opções de capacidade, e, por consequência, a eficiência de cada um destes mercados. Muito embora, o modelo aqui proposto

resulte na redução da volatilidade do preço *spot*, sua eficiência também é afetada pelo modelo de mercado *spot*. Assim, pode-se notar que um modelo de mercado *spot* competitivo e eficiente é condição essencial para o melhor dinamismo e crescimento do setor elétrico brasileiro.

O limite do modelo aqui proposto reside no fato de que o prazo de maturidade do mercado de opções de capacidade, um mês, é relativamente curto, o que pode aumentar a correlação entre o valor dos prêmios e o preço MAE. No entanto, tem a vantagem de reduzir a volatilidade do preço MAE e garantir o aumento da confiabilidade no curto prazo. Contratos futuros de longo prazo, por sua vez, tenderiam a reduzir ainda mais a volatilidade do preço MAE. No entanto, estimar um modelo de previsão levando-se em conta um período de um ano requer uma quantidade significativa de dados. Sendo assim, este trabalho limitou-se a modelar os preços futuros com apenas um mês de antecedência.

6.5 Impedimentos à implementação de um mercado de capacidade

Nesta seção, são analisadas as principais barreiras à implementação de um mercado de opções de capacidade na IEE brasileira.

- O sistema físico da IEE brasileira é caracterizado pela diversidade de agentes com conflitos de interesses.

A existência de ferramentas do mercado financeiro, na forma aqui proposta, esbarra na concepção física do sistema. Há uma diversidade de agentes, públicos e privados, bem como há a presença de empresas totalmente desverticalizadas e de empresas ainda verticalizadas, como no modelo antigo. Esta estrutura limita a competição no mercado de energia propriamente dito, ao não expor os agentes à competição.

- Ainda há necessidade de se aprimorar os mecanismos regulatórios da IEE, bem como a definição do papel dos agentes do setor.

O papel da ANEEL é de suma importância para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. No entanto, o atual debate sobre o desempenho da agência e seus limites de atuação reduz a propensão a investir. Portanto, a criação de um mercado de opções de capacidade depende diretamente da correta definição do papel do órgão regulador. Para fins de comparação, nos EUA há um órgão específico para garantir a confiabilidade nos níveis socialmente desejáveis, *National Electric Reliability Council* (NERC). No sentido de reduzir custos, a ANEEL seria capaz de exercer tal função, desde que tenha suas atribuições corretamente definidas e que cada mercado regulado tenha regras claras e simples.

- A metodologia de formação de preços MAE

A falta de transparência no processo de formação de preços também é uma barreira à implantação de mercados de opções, porque esta é condição básica para a eficiência do mercado. Ou seja, a eficiência do mercado de opções de capacidade está diretamente ligada à eficiência do MAE, donde pode-se aferir que a implantação do modelo de oferta de preços é de fundamental importância para tornar o MAE eficiente e permitir a introdução de mecanismos de opções.

- Custos de formação do mercado

Implantar um mercado desta natureza não é tarefa simples e há custos significativos para sua implantação. Há também custos de se criar uma nova estrutura de comercialização. Com o funcionamento do mercado de opções de capacidade, haveria, por consequência, aumento dos custos de transação, que tenderiam a ser repassados para os valores da capacidade e num momento futuro para as tarifas. Ou seja, para ser efetivo, o mercado de capacidade deveria ter seus preços fortemente influenciados pela competição e esta deveria ter um grau bastante acentuado ou, do contrário, não compensaria os custos de transação.

6.6 Conclusões do capítulo

Este capítulo teve como objetivo apresentar uma proposta de mercado de opções de capacidade. Mostrou-se que há necessidade de aumento da capacidade instalada, para garantir a confiabilidade na IEE brasileira. Também foi mostrado que há aspectos, como a pouca maturidade do mercado de eletricidade brasileiro e a indefinição do modelo a ser adotado, que podem comprometer a manutenção em níveis adequados da confiabilidade. Aliado à questão da incerteza sobre o novo modelo, há o fato de que investidores tendem a se retrair, no curto prazo, até que o novo modelo tenha de fato mostrado resultados capazes de garantir o retorno de seus investimentos.

A discussão deste capítulo mostrou que um mercado de opções de compra de capacidade é passível de ser introduzido no setor elétrico brasileiro. Assim, a proposta tem algumas características importantes:

1. Foi proposto que capacidade, isto é, a disponibilidade dos geradores, seja transacionada via mercado de opções, do tipo europeu;
2. Como a garantia de confiabilidade é o objetivo deste mercado, o MAE deve determinar a quantidade *ex-ante* e o preço é determinado no mercado de opções de capacidade;
3. As diferenças transacionadas diretamente entre as empresas;
4. Este mecanismo reduziria o poder de mercado do lado da oferta e tornaria a demanda mais preço-elástica.

Além do mais, neste capítulo foi desenvolvido um modelo de previsão do preço MAE com o intuito de simular preços de opções de compra, no curto prazo. Mostrou-se que os preços futuros teóricos estimados comportam-se de forma sazonal, tal qual a série de preços MAE, e que, por consequência disso, os preços das opções de compra, calculados pelo modelo Black - Scholes, são positivos em determinados períodos e iguais a zero em outros. O que reflete algo que de fato aconteceria em realidade, porque há épocas em que os

preços futuros tendem a ter valor acima dos preços *spot* e épocas onde os primeiros são menores do que os últimos.

A principal implicação disso é que em alguns períodos os geradores serão remunerados pela sua disponibilidade e períodos nos quais não o serão, sendo, portanto, necessário buscar mecanismos para garantir tal remuneração em todos os períodos.

Examinou-se, também, que o próprio modelo de previsão tem restrições, o que implica restrições também nos preços futuros teóricos e nos preços das opções de compra. Isto permite concluir que mecanismos de mercado, como o proposto neste trabalho, somente serão eficientes se o mercado *spot* também o for. Em outras palavras, a partir da experiência internacional, especialmente o caso americano, pode-se notar que há forte correlação entre o mercado *spot* e o mercado futuro de energia elétrica. No entanto, tal correlação não permite verificar relações de causalidade, o que implica no fato de que os dois modelos de mercado são complementares e a eficiência em ambos é requisito para o sucesso destes tipos de mercado.

Conforme Fraser (2003) coloca, um mercado *spot* no qual os preços estão submetidos a rígidos controles, podem não produzir um adequado nível de investimento, mesmo quando ocorre um choque de oferta. E, prossegue o autor, medidas no sentido de reduzir o poder de mercado podem reduzir o preço de escassez, que tenderia a estimular novos investimentos.

Resulta daí que algum tipo de obrigação de capacidade é desejável no sentido de reduzir a volatilidade do preço *spot*. Tal obrigação é ainda mais desejável quando o mercado de energia não é competitivo, e tal obrigação teria caráter passageiro.

Nota-se que o mercado aqui proposto, por si, apenas reduziria os graves problemas do setor elétrico brasileiro. Na verdade, a discussão é mais ampla, e envolve problemas como o *design* do mercado de energia, o papel do órgão regulador e do operador do sistema e a capacidade de atração de investimentos, quer sejam públicos ou privados.

É importante enfatizar que mercados secundários de energia ou capacidade são ferramentas preciosas para aumentar a confiabilidade e a

liquidez do setor elétrico, como mostra a experiência internacional, mas, sua eficiência só ocorre na medida em que também sejam eficientes os mercados de contratos e o mercado *spot*. Em 2002, já havia na Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F) um modelo de mercado futuro para a comercialização de energia¹³⁹. No entanto, tal modelo não foi posto em prática justamente por necessitar se ajustar ao novo modelo do setor elétrico, ainda indefinido.

¹³⁹ Ogawa, Kátia. Mercado futuro de eletricidade. In: **Relatório Gazeta Mercantil Energia Elétrica**. 20 de maio de 2002.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1 Considerações finais

Este trabalho foi elaborado em um contexto de indefinição do modelo definitivo a ser adotado na IEE brasileira. Tal indefinição associada à redução nos investimentos e à tendência de crescimento da demanda implica aumento da probabilidade de risco energético em longo prazo.

Assim, o objetivo deste trabalho foi propor um modelo de mercado de capacidade, com comercialização via mercado de opções, para o setor elétrico brasileiro. Este mercado visa aumentar a confiabilidade, no curto prazo, e incentivar os investimentos no longo prazo. Outro objetivo deste modelo de mercado é reduzir a volatilidade do preço *spot*. Aumenta a confiabilidade porque induz maior liquidez no setor elétrico e, por conseqüência, atrai mais investimentos em capacidade. E, reduz a volatilidade do preço *spot* porque as transações via mercado de opções têm como uma de suas características a redução desta volatilidade. .

É possível aferir que mercados adicionais ou secundários de energia elétrica podem contribuir para o aumento da eficiência do mercado de eletricidade. A experiência internacional de mercados de energia bem sucedidos aponta para a convivência de vários modelos de mercados, como futuros, opções, a termo, de capacidade, de serviços ancilares, que dão suporte técnico e financeiro à indústria de energia elétrica.

O mercado de capacidade aqui proposto tem a vantagem de reduzir o risco das empresas envolvidas, tanto geradoras quanto distribuidoras. As primeiras minimizam o risco porque recebem pagamento – o prêmio da opção – pela disponibilidade. As últimas porque garantem o fornecimento de eletricidade, de modo a poderem honrar contratos com os consumidores. O que corrobora a utilização de mecanismos de opções para as transações de capacidade.

Para avaliar o mercado proposto, foi desenvolvido um modelo de previsão do preço *spot* e, a partir deste, foi feita uma simulação dos preços futuros de eletricidade. Assim, foi calculado o valor das opções de compra com base no modelo Black – Scholes. Desta pôde se concluir que o mercado aqui proposto é uma alternativa viável para o setor elétrico brasileiro. No entanto, este somente será eficiente caso o mercado *spot* seja também eficiente. Na verdade, há uma relação de interdependência entre os mercados de energia, onde os ganhos de eficiência são transmitidos entre os mercados. Sendo assim, o mercado de opções de capacidade é uma solução do tipo *second-best*.

Outra nota importante diz respeito ao fato de um mercado de opções de capacidade implica a necessidade de um poder regulador ainda mais eficaz, dado que deve ser responsável por regular questões técnicas, financeiras e econômicas em um novo ambiente de mercado. Além do mais, o regulador é responsável pelo cumprimento das penalidades, que devem ser aplicadas aos agentes que não estejam disponíveis ou não tenham capacidade para negociar. Tais penalidades, enfatiza-se, são condições básicas para o correto funcionamento de tal mercado.

É importante salientar que há significativas barreiras para implantação de um mercado de opções de capacidade. Dentre as barreiras, destaca-se a possibilidade de aumento dos custos de transação. À medida que tais custos sejam repassados para as tarifas de energia, a sociedade não perceberá os benefícios das reformas, o que levará a perdas políticas e, conseqüentemente, novas propostas de reformulação da IEE brasileira.

Por fim, importa notar que independente de haver competição entre empresas públicas e privadas, o que leva um mercado a se tornar eficiente é o grau de competição ao qual estas empresas estão submetidas. Assim, um mercado de opções de capacidade tem sua eficiência condicionada à existência de um ambiente de competição, regulado e que vise a mínima existência da possibilidade de exercício de poder de mercado. Derivando daí a necessidade de regras claras e de penalidades para o correto funcionamento do mercado.

7.2 Sugestões para trabalhos futuros

A importância do setor elétrico para o desenvolvimento econômico brasileiro e as incertezas conjunturais tornam a IEE brasileira um campo de pesquisa muito rico e amplo. No sentido da confiabilidade, podem ser feitas pesquisas visando propor mecanismos de mercado para o aumento na capacidade de transmissão, devido às restrições de transmissão desempenharem papel de suma importância no setor ao limitar a competição.

Além do mais, podem ser usadas simulações, com o intuito de verificar o nível ótimo de reservas de potência que garantiria a confiabilidade e, ao mesmo tempo, manteria relativa estabilidade de preços. Ou seja, reduziria a volatilidade.

Por fim, podem ser propostos modelos de mercados levando em consideração outros mecanismos futuros, bem como os contratos que regem estes mercados.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, Thompson & LOBÃO, Waldir. **Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: IPEA (texto para discussão nº 489), junho de 1997.

ANEEL. **Análise das regras do MAE**. Brasília, Nota Técnica, Processo de Audiência Pública 002/2000 (www.aneel.gov.br), 28 de junho de 2000.

ANEEL. **Resolução nº 278**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, julho de 2000.

ANEEL. **Resolução nº 290**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 03 de Agosto de 2000.

ANEEL. **Resolução nº 71**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, março de 2002.

ARAÚJO, João L. H. Regulação de monopólio e mercados: questões básicas. In: **I Seminário Nacional no Núcleo de Economia da Infra-estrutura**, 1997.

ARAÚJO, João L.H. et al. **Comparação entre MAE, PJM e Nord Pool**: relatório final. Brasília: ANEEL, outubro de 2001.

ARAÚJO, João L.H. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. In: **XXI Encontro Nacional de Pós-Graduação de Economia ANPEC**: Salvador, 2001.

ARAÚJO, João L.H. Questões da transmissão em um setor elétrico reestruturado. In: BORENSTEIN, C et al. (orgs.) **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

ARAÚJO, João L.H. & PINTO, JR, Helder Q. **Análise das regras do MAE com ênfase no encargo de capacidade e na alocação do excedente financeiro**. Brasília: ANEEL (www.aneel.gov.br), 2000.

ARAÚJO, João L.H.; OLIVEIRA, A. & ZENDRON, P. Power market issues in the Brazilian ESI reform. In: **23rd Annual International Conference of the IAEE**. Sydney, jun. 2000.

AUDET, N. et al. **Modeling of electricity forward curve dynamics**. Mimeo, Department of Industrial and Operations Engineering, University of Michigan, 2002.

BAKERMAN, Steven R.; DENTON, Michael J.; RASSENTI, Stephen J. and SMITH, Vernon. **Market Power In A Deregulated Electrical Industry**: An

Experimental Study. mimeo, Economic Science Laboratory, University of Arizona, February 1997.

BAUMOL, W; PANZAR, J. & WILLIG, R. **Contestable markets and the theory of industry structure**. Harcourt brace Jovanovich: New York, 1982.

BERHNEIM, B. Douglas & WHINTON, Michael. Multimarket contact and collusive behaviour. **Rand Journal of Economics**. 21, 1990, p. 1-26.

BORENSTEIN, Carlos Raul & CAMARGO, C. Celso. **O setor elétrico no Brasil: Dos desafios do passado às alternativas do futuro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James, KAHN, Edward and STOFT, Steven. **Market power in electricity markets**. UCEI POWER working paper PWP-036, University of California Energy Institute, Berkeley, March 1996.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James. **An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry**. UCEI POWER working paper PWP-044, University of California Energy Institute, Berkeley, September 1997.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James & STOFT, Steven. **The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry**. UCEI POWER working paper PWP-040rl, University of California Energy Institute, Berkeley, June 1997.

BOWER, John & BUNN, Derek. **A model-based comparison of pool and bilateral market mechanisms of electricity trading**. London School of Economics, Energy Market Group (mimeo), May 1999.

BRIEN, Laura. **Why ancillary services markets in California don't work and what to do about it**. NERA: San Francisco, draft, February 7th, 1999.

BUSHNELL, James. **Transmission rights and market power**. UCEI POWER working paper PWP-062, University of California Energy Institute, Berkeley, April 1999.

CABRAL, Luis. **Introduction to industrial organization**. Cambridge, MA: MIT Press, 2000.

CHUANG, Angela & WU, Felix. Capacity payments and the pricing of reliability in competitive generation markets. In: **Proceeding of the 33rd IEEE Hawaii Conference on system sciences**. January 2000.

CLEWLOW, L & STRICKLAND, C. **Energy derivatives: pricing and risk management**. Lacima Group, 2000.

COLLINS, Robert A. The economics of electricity hedging and a proposed modification for the future contract for electricity. **IEEE Transactions on Power System**, vol. 17, n.1, February 2002.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Relatório Consolidado Etapa IV- Vol. 1 . Sumário Executivo. Brasília, junho de 1997.

CRAMTON, Peter. Electricity market design: the good, the bad and the ugly. In: Proceedings of the **36th IEEE Hawaii International Conference on System Sciences**. January 2003.

DENTON, Michael J. **Market power in electric power markets**: indication of competitiveness in spatial prices for wholesale electricity. University of Arizona, Ph.D. Dissertation, 1997.

DESLANDES, S.F. **Pesquisa social: teoria, método e criatividade**. Petrópolis, RJ: Vozes, 1994.

ELECTRIC RELIABILITY PANEL (ERP). **Reliable power**: renewing the North American reliability oversight system. (disponível em <http://www.nerc.com/~filez/archives.html>, acesso em 20/08/2001) , 1998.

ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 1999/2008**. Brasília: Eletrobrás (disponível em www.eletrobras.gov.br, acesso em 15/09/2002), 2000.

ELETROBRÁS. **Relatório analítico 2001**: Mercado de energia elétrica. Brasília: Eletrobrás (disponível em www.eletrobras.gov.br, acesso em 16/03/2003), Janeiro de 2003.

FACHIN, Odília. **Fundamentos de metodologia**. 3 ed. São Paulo: Saraiva: 2002.

FARELL, J. & SHAPIRO, C. Horizontal mergers: an equilibrium analysis. **American Economic Review**. 80, 1990, pp. 107-126.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). **Ensuring sufficient capacity reserves in today's energy markets**: should we? And how do we? Study team discussion paper, September 26, 2001.

FEDORA, Philip A. Development of New England Power Pool's proposed market. In: **Proceedings of the 32nd IEEE Hawaii International Conference on Systems Sciences**. January 1999.

FELDER, Frank. An island of technicality in a sea of discretion: a critique of existing electric power systems reliability analysis and policy. **The Electricity Journal**. n. 14 (3), April 2001, p. 21-31.

FRASER, Hamish. The importance of an active demand side in the electricity industry. **The Electricity Journal**. n. 14 (9), November 2001, p. 52-73.

FRASER, Hamish. A critique of the resource adequacy requirement proposed in FERC'S SMD NOPR. . **The Electricity Journal**. . n. 16 (3), April 2003, p. 23-28.

GEBHARD, Theodore. Principles for developing competition: enhancing transition rules for a restructured electricity industry. **The Electricity Journal**. n. 13 (1) January/February 2000, p. 51-56.

GOMES, Ana. **A reestruturação das indústrias de rede**: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. Florianópolis: PPGE/UFSC (Dissertação de Mestrado), 1998, 135 p.

GREEN, Richard. **Electricity transmission pricing**: How much does it cost to get it wrong? UCEI POWER working paper PWP-058, University of California Energy Institute, Berkeley, April 1998.

GREEN, Richard and NEWBERRY, David M. Competition in the British Electricity Spot Market. **Journal of Political Economy**, v . 100, n. 5, pp.929-953, 1992.

GUSSOW, Milton. **Eletricidade básica**. 2ed. São Paulo: Makron books, 1996.

HIRST, Eric & HADLEY, Stan. **Maintaining generation adequacy in a restructuring U.S. electricity industry**. Oak ridge National Laboratory Energy Division: report 472, October 1999.

HOBBS, Benjamin; INON, Javier & STOFT, Steven. Installed capacity requirements and price caps: Oil on water or fuel on the fire? **Electricity Journal**, 14 (6), August/September, 2001, p. 23-34.

HOGAN, William W. **A Market Power Model with Strategic Interaction in Electricity Networks**. Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University working paper, February 1997.

HOGAN, William W. Contract Networks for Electric Power Transmission. **Journal of Regulatory Economics**. 4, 1992, pp.211-242.

HOGAN, William W. **Market mechanisms and decomposition for coordination of transmission line loading relief across multiple regions**. Harvard Electricity Policy Group, working paper, Nov., 20, 1998.

HULL, John C. **Introduction to futures and options markets**. 4th Ed. New Jersey: Prentice-Hall, 1998.

HUNT, Sally & SHUTTLEWORTH, Graham. **Competition and choice in electricity**. West Sussex: Wiley, 1996.

HUNT, Sally. **Making competition work in electricity**. New York: John Wiley & Sons, 2002.

JAFFE, Adam & FELDER, Frank. Should electricity markets have a capacity requirement? If so, how should it be priced? In: **Conference on Innovative Approaches to Electricity**: Managing the transition to market-based pricing, march 1996.

JOSKOW, Paul & TIROLE, Jean. Transmission rights and market power on electric power networks. **Rand Journal of Economics**. V. 31,n.3, Autumn 2000, pp. 450-487.

JOSKOW, Paul. **Electricity sector liberalization**: lessons learned. Presentation In Oviedo, Spain (available at <http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/index.htm>, acessado em 05/01/2003), 3rd-5th of July 2002a.

JOSKOW, Paul. **Resource adequacy obligations**. Mimeo: MIT/department of Economics (available at <http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/index.htm>, acessado em 05/01/2003), 6th of December 2002b.

KENCH, Brian Thomas. **Three essays on “making” electric power market**. Connecticut: University of Connecticut (PhD Dissertation), 2000.

KLEIN, Michael. **Competition in network industries**. Washington, DC: World Bank: Private Sector Development Department (mimeo.), 1996.

KREPS, David & SCHEINKMAN, José A. Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes. **Bell Journal of Economics**. 14, 1983, p. 326-337.

LEITE, Antônio Dias. **A reforma na energia (Brasil, década de noventa)**. Rio de Janeiro: UFRJ/IE (Texto para discussão), 1998.

LUNA, Sérgio V. **Planejamento de pesquisa**: uma introdução. São Paulo: EDUC, 1998.

MAKRIDAKIS, Spyros, WHEELWRIGHT, Steven & HYNDMAN, Rob. **Forecasting**: methods and applications. 3rd Edition. New York, John Wiley & Sons, 1998.

MANSUR, Erin. **Pricing behaviour in the initial Summer of the restructured PJM wholesale electricity market**. UCEI POWER working paper PWP-083, University of California Energy Institute, Berkeley, 2001.

MANKIW, N.G. & WHISTON, M.D. Free entry and social inefficiency. **Rand Journal of Economics**. N. 17, 1986, p. 48-58.

MAS-COLELL, Andreu; GREEN, Jerry & WHISNTON, Michael. **Microeconomic Theory**. Oxford: Oxford University Press, 1995.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Relatórios de Progresso 1, 2 e 3**. Brasília, 2002.

MOTA, Rafaela L. **O problema da definição de mercado relevante: uma abordagem antitruste**. Rio de Janeiro: FGV (Dissertação de Mestrado), julho de 1999, 98p.

MOUNT, Timothy. Using weather derivatives to improve the efficiency of forward markets for electricity. In: Proceedings of the **35th IEEE Hawaii International Conference on Systems Sciences**. January 2002.

NASSER, Thomas-Olivier. **Imperfect Markets for Power: Competition and Residual Regulation in the Electricity Industry**. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology (Ph. D. Dissertation), June 1997.

NATIONAL ECONOMISTS RESEARCH ASSOCIATED (NERA). **Merger appraisal in oligopolists markets**. Office of Fair Trade, research paper 19, nov. 1999.

NEWBERRY, David. **Privatization, restructuring and regulation of network utilities**. Cambridge, MA, MIT Press, 1999.

NORD POOL. **Derivatives trade at Nord Pool's financial markets**. (available at www.nordpool.com), August 28th, 2001.

OGAWA, Kátia. Mercado futuro de eletricidade. In: **Relatório Gazeta Mercantil Energia Elétrica**. São Paulo: 20 de maio de 2002.

OLIVEIRA, Adilson. **Reforma do setor elétrico: o que podemos aprender com a experiência alheia?** Rio de Janeiro: IE/UFRJ (mimeo), 1997.

OLIVEIRA, Adilson. As experiências internacionais de reestruturação. In: OLIVEIRA, A. & PINTO JR, H. (orgs.). **Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações o novo modo de organização industrial**. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

OLIVEIRA, Adilson. & LOSEKANN, Luciano. **O novo mercado elétrico: perspectivas para o gás natural**. Relatório Gaspetro, 1999.

OLIVEIRA, LUIZ G.S. Barreiras à entrada nas indústrias: o papel da firma pioneira. **Revista de Econometria**. Rio de Janeiro. V. XI, nº1, abril 1991, p. 99-129.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Relatório Anual 2000**. Rio de Janeiro, 2001.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Planejamento anual da operação energética 2002**. Rio de Janeiro, 2002.

OREN, Shmuel. Combining financial double call option with real options for early curtailment of electricity service. In: **Proceedings of the 32nd IEEE Hawaii International Conference on System Science**, January 1999.

OREN, Shmuel. Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets. In: **Proceedings of VII Symposium of specialists in electric operational and expansion planning**. Curitiba, Brasil, 21 to 26 of May 2000.

OTERO-NOVAS, Irene et alli. A simulation model for a competitive generation market. In: **IEEE Transactions on power systems**, vol. 15, nº1, February, 2000, p. 250 –256.

PINTO JR, Helder Q. & FIANNI, Ronaldo. Regulação econômica. In: KUPFER, David & HASENCLEVER, Lia. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

PIRES, José C.L. **Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e telecomunicações**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ (Tese de Doutorado), 1999.

PIRES, José C.L., GIAMBIAGI, Fábio & SALES, André. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. **Revista do BNDES**. Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p. 163-204, Dez. 2002.

PONTES, JOÃO R. A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. In: BORENSTEIN, C et al. (orgs.) **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

POPPER, Karl. **A lógica da pesquisa científica**. 8 ed. São Paulo: Cultrix, 2000.

POSSAS, Mário L. Os conceitos de mercado relevante e de poder de mercado no âmbito da defesa da concorrência. **Revista do IBRAC**, 3 (5), 1996.

POSSAS, Mário L. et all. Defesa de concorrência e regulação de setores de infra-estrutura em transição. In: **Anais do XXVI Encontro Nacional de Economia**. Vitória: ANPEC, 1998.

POSSAS, Mário L. **II Curso de defesa da Concorrência**. Brasília, Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE/ MJ (disponível em www.mj.gov.br/cade, acessado em 25 de Setembro de 1999), 1999.

ROSENZWEIG, Michael; FRASER, Hamish; FALK, Jonathan & VOLL, Sarah. Market power and demand responsiveness: letting consumers protect themselves. **The Electricity Journal**, n. 16 (4), May 2003, p. 11-23.

SANTACRUZ, Ruy. **Prevenção Antitruste no Brasil – 1991/1996**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ (Tese de Doutorado), Março 1998.

SANTANA, Edvaldo. Quando a livre entrada não é socialmente desejável: discussão sobre o modelo do setor elétrico brasileiro. In: **XXI Encontro Nacional de Economia**. Salvador: ANPEC, 2001.

SANTANA, Edvaldo; LEITE, André & MENDES, Dilcemar. When free entry is not socially desirable: a discussion on the current model of the Brazilian electricity industry. In: proceedings of **II IASTED International Conference Power and Energy Systems**. Crete, Greece, 25th –28th of June 2002.

SANTANA, Edvaldo & OLIVEIRA, Carlos A. **A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil**. Florianópolis: UFSC/Depto. de Ciências Econômicas (Texto para discussão nº 14/98), 1998.

SECRETARY OF ENERGY ADVISORY BOARD (SEAB). **Maintaining reliability in a competitive U.S. electricity industry**: final report of the electric system reliability. U.S. Department of Energy (disponível em <http://www.nerc.com/~filez/archives.html>, acesso em 17/08/2002), 1998.

SILVA, Édson L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SILVA NETO, Lauro A. **Opções**: do tradicional ao exótico. 2 ed. São Paulo: Atlas, 1996.

SOUZA, Paulo Roberto C. **Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios**: um enfoque institucionalista. Florianópolis: PPGE/UFSC (Tese de Doutorado em Engenharia de Produção), 2002, 160 p.

SOUTHERN COMPANY. **PJM ICAP...initial thoughts**, (disponível em www.pjm.com), August 2000.

STIGLER, George. A theory of oligopoly. **Journal of Political Economy**. Vol. LXXII, nº 1, February 1964.

STIGLER, George. **The organization of industry**. Chicago: The University of Chicago Press, 1968.

STOFT, Steven. **How financial transmission rights curb market power**. UCEI POWER working paper PWP-049, University of California Energy Institute, Berkeley, June 1997.

STOFT, Steven. **PJM'S Capacity market in a price-spike world**. UCEI POWER working paper PWP-077, University of California Energy Institute, Berkeley, 2000.

STOFT, Steven. **Power System Economics: Designing markets for electricity**. IEEE/ Wiley Inter-Science: Piscataway, 2002a.

STOFT, Steven. **The demand for operating reserves: key to price spikes and investment**. Draft (disponível em www.stoft.com), August, 1st, 2002b.

STOFT, Steven. **The effect of transmission grid on market power**. Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, LBNL – 40479, May 1997.

THE PJM INTERCONNECTION. **Annual Report 2000**. (disponível em www.pjm.com), 2001.

THE PJM INTERCONNECTION. **Reliability Assurance Agreement among Load Serving Entities in the PJM control area**. Norriston, PA, September 15th 1998.

THE PJM INTERCONNECTION. **Schedule 11: Capacity credit markets**. (Disponível em www.pjm.com/documents/FERC/1998docs/oct/sched11.pdf), 2000.

U. S. Department of Justice. **Horizontal Mergers Guidelines**. (<http://www.usdoj.gov>, acessado em 20/05/2001), 1997.

U. S. GENERAL ACCOUNTING OFFICE. **Transition to competitive markets underway, but full benefits will take time and effort to achieve**. GAO-03-271, Washington, D.C.: December 2002 (available at www.gao.gov).

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries**. Report (available at <http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/service/smg2002-01.pdf>, acessado em 21/01/2003), October 2002, p.106.

VILLAROEL DAVALOS, Ricardo. **Um modelo de cálculo de preços instantâneos no suprimento de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos e o método de Monte Carlo**. Florianópolis: UFSC/PPGEP (Tese de doutorado em Engenharia de Produção), 1997.

VINHAES, Ébia A.S. **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira**: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis. Florianópolis: UFSC/CPGE (Dissertação de Mestrado), 1999.

VINHAES, Ébia A. S. **Estrutura de governança e comportamento estratégico**: Uma abordagem institucional do poder de mercado na indústria de energia elétrica brasileira. Florianópolis: UFSC/PPGEP (Tese de Doutorado em Engenharia de Produção), fev. 2003, 234 p.

WEISS, Jürgen. **Behavioral Questions in the Restructuring of the Electricity Industry**: An Experimental Investigation. Cambridge, MA: Ph. D. Dissertation, Harvard University, 1997.

WOLAK Frank A. and PATRICK, Robert H. **The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market**. Mimeo, Stanford University, 1996.

WOLFRAM, Catherine D. Measuring duopoly power in the British Electricity Spot Market. **American Economic Review**, v. 89, n. 4, p. 805-826, 1999.

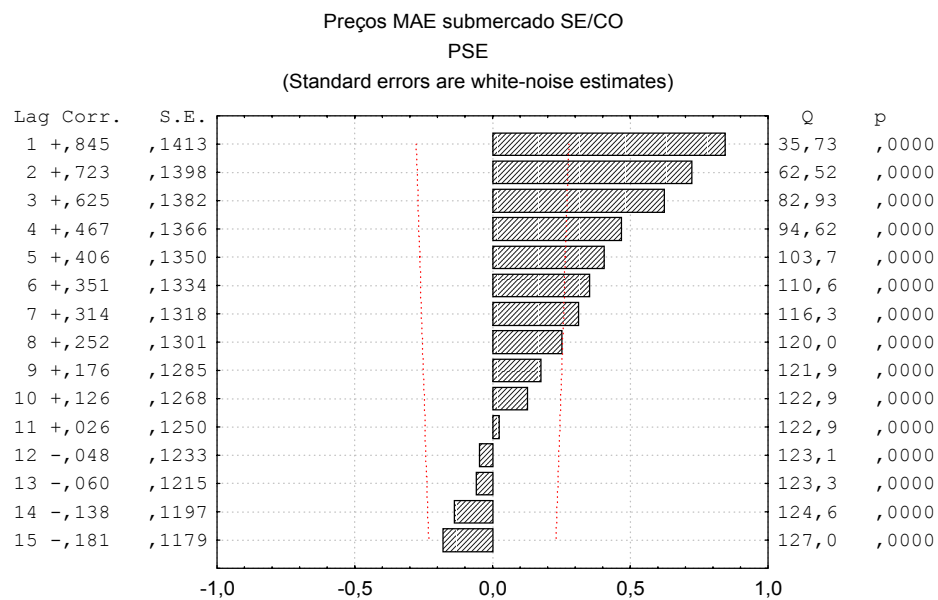
ZABOROWSKY, Paul. The evolution of environmental markets. **Energy + Power Risk Management**. (disponível em <http://www.evomarkets.com/assets/articles/evoenvima.html>, acessado em 05/ março/2003), April 23th 2002.

9 ANEXOS

Encontram-se neste anexo as estatísticas referentes ao modelo de previsão do preço *spot*, desenvolvido no capítulo 6.

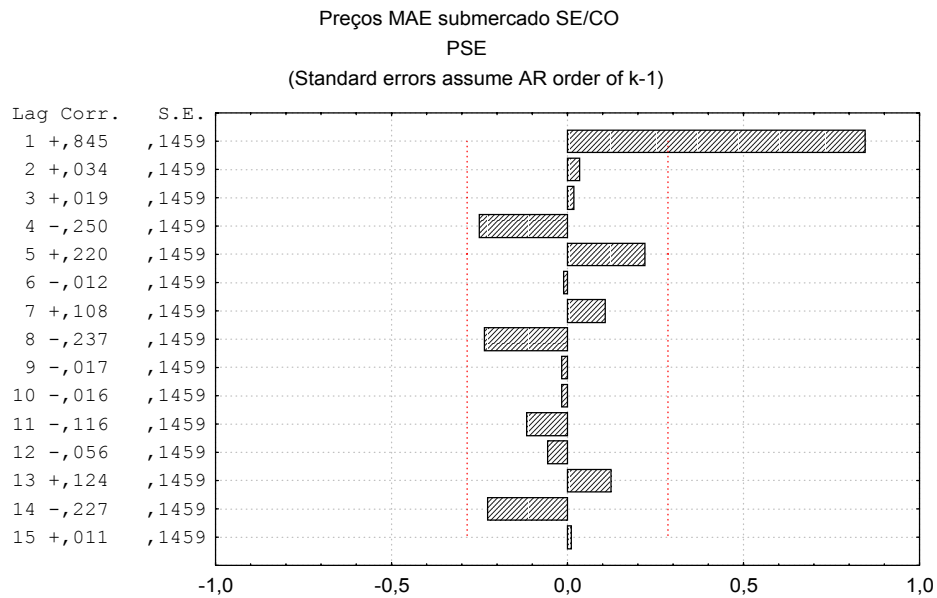
As figuras 9.1 e 9.2 mostram as funções de autocorrelação do preço MAE nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente.

Fig 9.1 – Função de Autocorrelação Preço MAE Submercado Sudeste/Centro- Oeste



Fonte: Elaboração própria com dados MAE

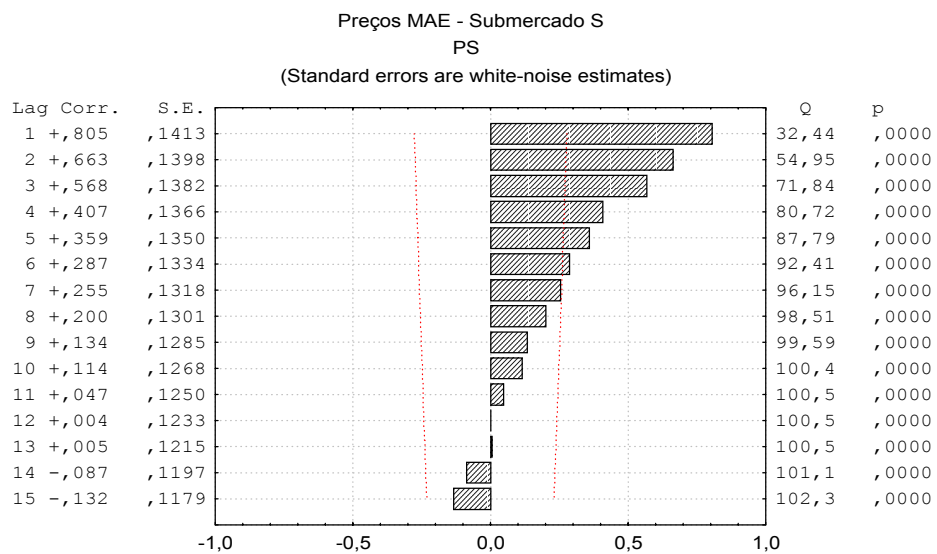
Fig 9.2 – Função de Autocorrelação Parcial Preço MAE Submercado Sudeste/Centro- Oeste



Fonte: Elaboração própria com dados MAE

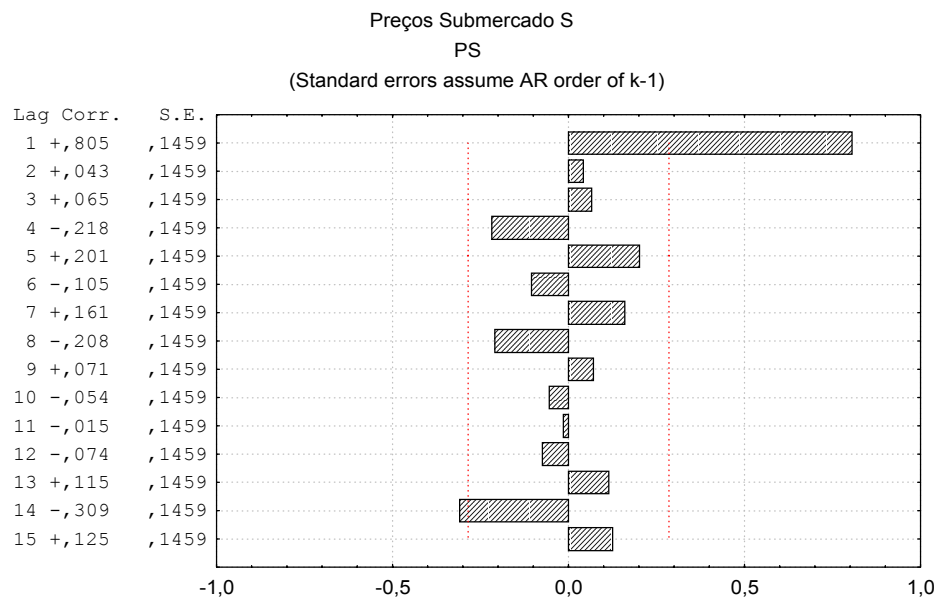
Já as figuras 9.3 e 9.4 mostram as funções de autocorrelação do preço MAE nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente.

Fig 9.3 – Função de Autocorrelação Preço MAE Submercado Sul



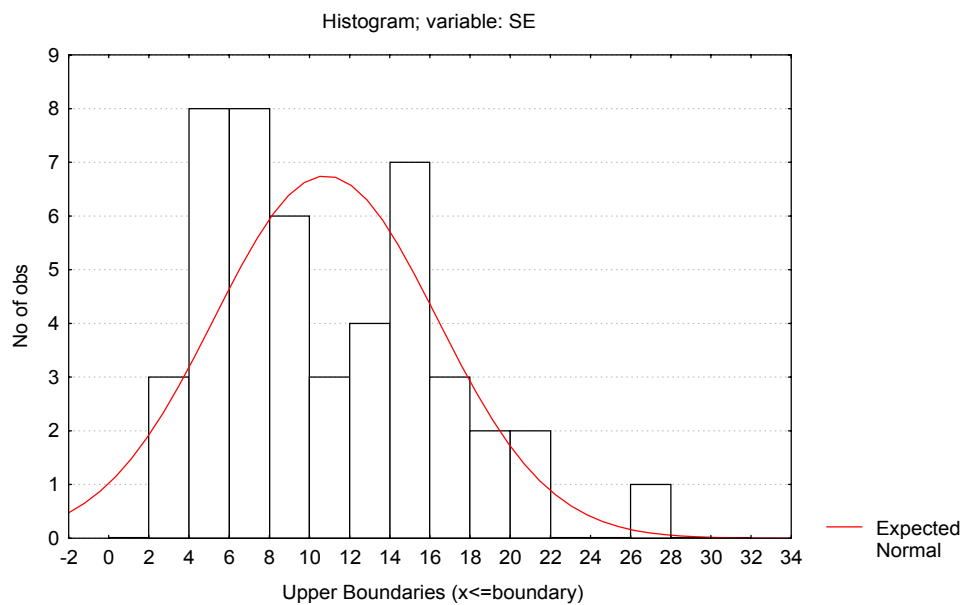
Fonte: Elaboração própria com dados MAE

Fig 9.4 – Função de Autocorrelação parcial Preço MAE Submercado Sul



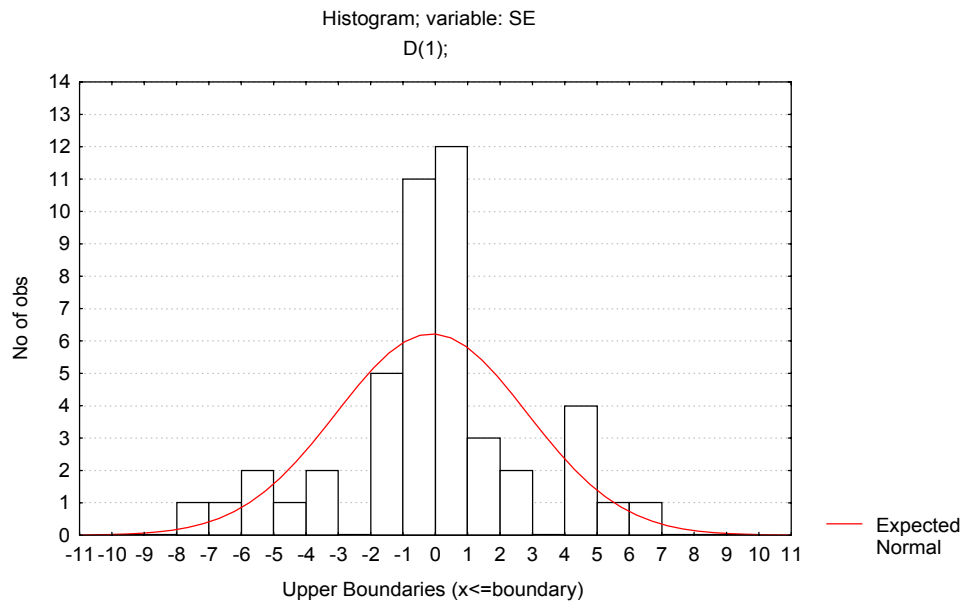
Fonte: Elaboração própria com dados MAE

Fig. 9.5 – Histograma Preços MAE Submercado Sudeste/Centro-Oeste



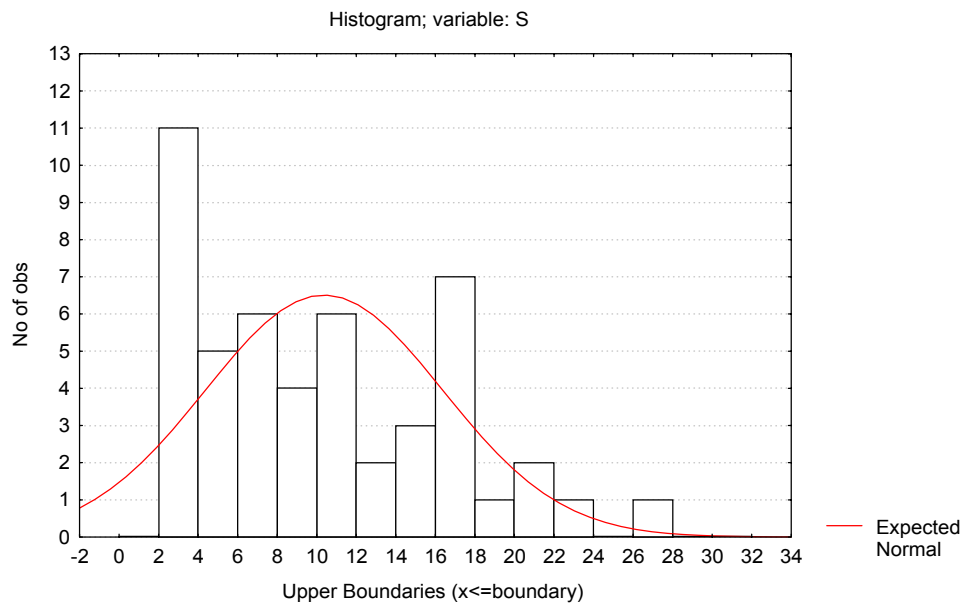
Fonte: Elaboração própria com dados MAE

**Fig. 9.6 – Histograma da primeira diferença da série preços MAE
Submercado Sudeste/Centro-Oeste**



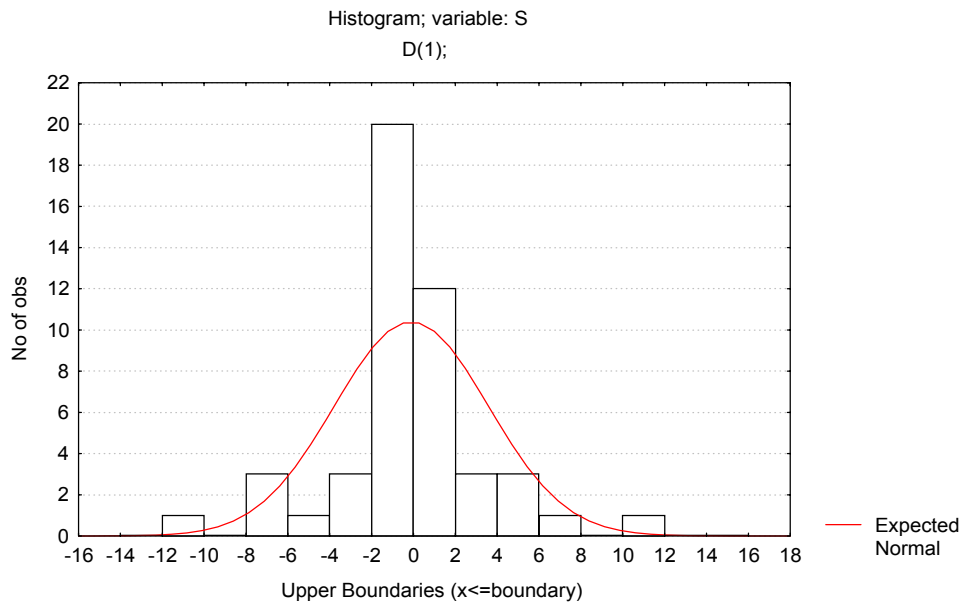
Fonte: Elaboração própria com dados MAE

Fig. 9.7 – Histograma Preços MAE Submercado Sul



Fonte: Elaboração própria com dados MAE

**Fig. 9.8 – Histograma da primeira diferença da série preços MAE
Submercado Sul**



Fonte: Elaboração própria com dados MAE

A análise dos histogramas nas figuras 9.5 e 9.6 mostra que era necessário, para incrementar o modelo de previsão, utilizar um *lag* de diferença na série temporal, conforme mostrado no capítulo 6.

Já os quadros 9.1 e 9.2 mostram os resultados do modelo ARIMA para os submercados estudados neste trabalho. O modelo ARIMA caracteriza-se pela autoregressão. Ou seja, os valores passados da variável são a base do modelo. Assim, o modelo esperado é:

$$P_i = f(p_{i-t}) \quad (9.1)$$

Onde,

P_i é o preço no período i ; e

p_{i-t} refere-se aos preços anteriores ao período i .

Posto isto, cabe, com a utilização do modelo ARIMA, definir o melhor modelo que explique o preço no período i . Assim, de acordo com os quadros 9.1 e 9.2 o melhor modelo é o ARIMA (4,1,0). O que significa dizer que o

modelo é autoregressivo até o 4º período anterior ao período i e o modelo é integrado de ordem 1.

Quadro 9.1- Resultados Modelo ARIMA – Região Sudeste/Centro-Oeste

STAT. TIME SERIES	Input: SE (new.sta) Transformations: D(1) Model (4,1,0) MS Residual = 7,8489					
Paramet.	Param.	Asympt. Std. Err.	Asympt t(42)	p	Lower 95% Conf.	Upper 95% Conf.
Const.	2,077	,24898	-,36789	,98457	1,789	2,369
p (1)	,831	,14791	-,24673	,80631	-,3349	1,2619
p (2)	,0033	,14586	-,55237	,58301	-,0075	,0136
p (3)	,236	,14586	1,12979	,26497	,12955	,4591
p (4)	-,251	,14807	-2,2379	,030589	-,3630	-0,2032

Fonte: Modelo ARIMA (4,1,0) com dados MAE

Quadro 9.2- Resultados Modelo ARIMA – Região Sul

STAT. TIME SERIES	Input: S (new.sta) Transformations: D(1) Model (4,1,0) MS Residual =12,387					
Paramet.	Param.	Asympt. Std. Err.	Asympt t(42)	p	Lower 95% Conf.	Upper 95% Conf.
Const.	2,431	,2157	-,3385	,78457	1,956	2,669
p (1)	,759	,14616	-,69428	,49115	,3349	1,119
p (2)	-,015	,14597	-,1,2176	,22984	-,750	,1236
p (3)	,275	,14616	,77652	,44159	,12955	,4591
p (4)	-,237	,14642	-1,9511	,05743	-,43018	-0,0324

Fonte: Modelo ARIMA (4,1,0) com dados MAE