

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA

RENATO DIAS BLEASBY RODRIGUES

**GERENCIAMENTO DE RISCO NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO ATRAVÉS DO USO DE DERIVATIVOS**

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**GERENCIAMENTO DE RISCO NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO ATRAVÉS DO USO DE DERIVATIVOS**

RENATO DIAS BLEASBY RODRIGUES

ORIENTADOR: Prof. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

Rodrigues, Renato Dias Bleasby

Gerenciamento de Risco no Setor Elétrico Brasileiro  
através do uso de Derivativos /

Renato Dias Bleasby Rodrigues. Rio de Janeiro, 2007.

Dissertação (Mestrado em Economia) –  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de  
Economia, 2007.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

1. Economia da Energia. 2. Finanças  
3. Economia – Teses.

I. Almeida, Edmar (Orient.). II. Universidade Federal do  
Rio de Janeiro. Instituto de Economia.  
III. Título

# **GERENCIAMENTO DE RISCO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ATRAVÉS DO USO DE DERIVATIVOS**

**RENATO DIAS BLEASBY RODRIGUES**

Tese apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Ciências Econômicas.

**BANCA EXAMINADORA:**

---

Professor Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida (IE/UFRJ) - Orientador

---

Professor Dr. Hugo Pedro Boff (IE/ UFRJ)

---

Professor Dr. Ronaldo Goulart Bicalho

**RIO DE JANEIRO**

**Dezembro de 2007**

Aos meus pais, meu irmão e minha namorada.

## AGRADECIMENTOS

XX  
XX  
XX.

XX  
XX  
XX.

## RESUMO

RODRIGUES, Renato Dias Bleasby. “Gerenciamento de Risco no Setor Elétrico Brasileiro através do uso de Derivativos”. Rio de Janeiro. 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

Este trabalho analisa a utilização de instrumentos de derivativos no setor elétrico brasileiro. Supõe-se que a importação direta de teorias de cunho financeiro é insuficiente para a formulação de contratos de derivativos em um ambiente que apresenta uma estrutura complexa de formação de preço, volatilidade expressiva, sazonalidade, picos de preço freqüentes, e especialmente, não estocabilidade do produto como o mercado elétrico. Faz-se então, a partir da análise da formação do preço de curto prazo brasileiro, e de suas propriedades estatísticas, um levantamento quanto as principais virtudes e limitações das mais conhecidas abordagens de valoração de derivativos contemporâneas. Verifica-se então que a suposição quanto à limitação de abordagens financeiras mais usuais, como os processos puramente estocásticos, é verdadeira no caso do setor elétrico brasileiro e, como alternativa, apresenta-se a utilização de processos de teor híbrido como uma abordagem alternativa na tentativa de sobrepujar as restrições dos modelos mais bem estabelecidos nos mercados financeiros.

## **ABSTRACT**

RODRIGUES, Renato Dias Bleasby. “Gerenciamento de Risco no Setor Elétrico Brasileiro através do uso de Derivativos”. Rio de Janeiro. 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

This work examines the use of derivatives in the Brazilian electric sector. It is supposed that direct import of financial theories is inadequate to the formulation of derivatives contracts in an environment that presents a complex structure of price behavior, volatility expressive, seasonality, frequent spikes, and especially, non storability of the product as the electric market. It is making then, from the analysis of the formation of the price of short-term Brazilian, and its properties statistics, a survey on the major strengths and limitations of the best known contemporary approaches to valuation of derivatives. It is seen then that the assumption about the limitation of more usual financial approaches, as the pure stochastic processes, it is true in the case of the Brazilian electric sector and, as an alternative, it is presented the use of hybrid processes as an alternative approach in attempt to reduce the restrictions of the most well-established models in the financial markets.



## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO:.....	13
CAPÍTULO 1. A CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO E DO MECANISMO DE FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: .....	18
1.1. Breve Histórico Recente Mundial: .....	19
1.2 Breve Histórico Recente Brasileiro: .....	23
1.3 Mercado de Energia Elétrica Atual:.....	27
1.4 Formação do Preço Spot em Sistemas Hidrotérmicos:.....	30
1.4.1 Formação do Preço de Liquidação de Diferença:.....	33
• NEWAVE.....	35
• DECOMP .....	36
CAPÍTULO 2. DERIVATIVOS: .....	38
2.1 Tipologia: .....	40
2.2 Derivativos em Mercados Energéticos: .....	43
2.3 Aplicação de Derivativos no Setor Elétrico Brasileiro: .....	46
CAPÍTULO 3. COMPORTAMENTO DO PREÇO DA ELETRICIDADE: .....	53
3.1 Volatilidade e picos de preço: .....	54
3.2 Características da Formação do Preço de Eletricidade de Curto Prazo no Brasil: .....	56
• Demanda:.....	56
• Oferta: .....	58
• Afluência: .....	60
3.2.1 Análise da Influência do Tripé de Características sobre o Preço da Eletricidade: .....	61
3.3 Comportamento do Preço da Eletricidade:.....	64
3.3.1 Estatísticas Descritivas:.....	68
3.3.2 Estacionariedade: .....	69
• Retornos: .....	71
• Estacionariedade dos Retornos: .....	73
3.3.3 Heterocedasticidade: .....	74
3.3.4 Distribuição dos Preços e Retornos: .....	76
CAPÍTULO 4. VOLATILIDADE DOS PREÇOS ELÉTRICOS:.....	81
4.1 Volatilidade Constante: .....	82
4.2 Volatilidade Implícita: .....	83
4.3 Volatilidade Variável com Componente Estocástico: .....	84
4.3.1 Modelo Auto-Regressivo (AR):.....	85
4.3.2 Modelo de Médias Móveis (MA): .....	86
4.3.3 Modelo Auto-Regressivo de Média Móvel (ARMA): .....	86
4.3.4 Modelo Auto-Regressivo Integrado de Média Móvel (ARIMA): .....	86

4.3.5 Modelo ARCH (Autoregressive Conditional Heterocedasticity): .....	88
4.3.6 Modelo GARCH (Generalized Autoregressive Conditional Heterocedasticity):.....	89
4.3.7 Modelo EGARCH (Exponential Generalized Autoregressive Conditional Heterocedasticity): .....	90
4.4 Aplicação da Previsão de Volatilidade ao Setor Elétrico Brasileiro: .....	91
4.4.1 Teste da Presença de Volatilidade Constante na Distribuição dos Preços de Energia Elétrica Brasileiros: .....	92
4.4.2 Estimação da Volatilidade do Preço de Energia Elétrica Brasileiro:.....	94
4.4.3 Conclusões Preliminares sobre a Volatilidade: .....	96
 CAPÍTULO 5. PRECIFICAÇÃO DE DERIVATIVOS ELÉTRICOS:.....	 98
5.1 Estrutura do Processo de Precificação de Derivativos:.....	99
5.2 Taxonomia dos Métodos de Simulação de Preço:.....	103
5.3 Núcleo dos Sistemas de Precificação: Processos de Formação da Curva Futura de Preços: .....	105
5.3.1 Processos Puramente Estocásticos:.....	108
• Movimento Browniano Geométrico: .....	108
• Reversão à Média:.....	109
• Jump Diffusion: .....	111
• Regime Switching:.....	112
5.3.1.1 Aplicação de Processos Puramente Estocásticos a Mercados Elétricos: .....	113
5.3.2 Processos Fundamentais:.....	119
5.3.3 Processos Híbridos:.....	124
5.3.4 Processos Numéricos e Não-Paramétricos: .....	128
• Árvores Binomiais: .....	129
• Simulação de Monte Carlo:.....	130
• Métodos das Diferenças Finitas:.....	130
• Métodos Não-Paramétricos: Redes Neurais e Algoritmos Genéticos: .....	131
5.4 Precificação de Derivativos:.....	132
 CONCLUSÃO:.....	 138
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS: .....	 144

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Estrutura do Mercado Elétrico.....	29
Figura 2. Fronteira de possibilidades de produção.....	31
Figura 3. Funções de Custo Imediato e Futuro. ....	33
Figura 4. Etapas de planejamento da operação e contabilização. ....	34
Figura 5. Principais entradas e saídas do programa NEWAVE.....	35
Figura 6. Principais entradas e saídas do programa DECOMP.....	36
Figura 7. Participação do consumo dos clientes livres na energia liquidada pela CCEE.....	51
Figura 8. Lado esquerdo: flutuação da curva de carga diária. Lado direito: representação da sazonalidade histórica e da carga verificada anual (2005). ....	58
Figura 9. Balanço oferta x demanda mês a mês para o ano de 2007.....	59
Figura 10. Influência do saldo de energia assegurada e da energia natural afluyente no nível do PLD. ....	63
Figura 11. Histórico de preços da eletricidade no mercado atacadista. PLD - carga média....	65
Figura 12. Período escolhido para a análise do comportamento do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média. Maio de 2002 a julho de 2007.....	67
Figura 13. Série dos retornos do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média.....	72
Figura 14. Teste de heteroscedasticidade condicional.....	75
Figura 15. Histograma da série do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média.....	77
Figura 16. Histograma da série dos retornos do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média. ....	78
Figura 17. Taxonomia dos modelos de simulação de preços energéticos. ....	104
Figura 18. Tendências da modelagem de mercados de eletricidade.....	120
Figura 19. Processo híbrido fundamental aplicado ao mercado brasileiro. ....	127
Figura 20. Diagrama de uma árvore binomial com duas etapas sob ausência de arbitragem.....	129
Figura 21. Processo de determinação do preço de uma opção de compra européia, curvas de probabilidades de preços futuros e lucro da opção de compra. ....	133
Figura 22. Modelo de Black e Scholes. ....	135

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Propriedades dos derivativos básicos mais comuns .....	41
Tabela 2. Etapas do cálculo do preço de liquidação das diferenças. ....	66
Tabela 3. Estatísticas descritivas da série de preço spot de energia elétrica para o nível de carga média. ....	68
Tabela 4. Testes de estacionariedade das séries do PLD. ....	71
Tabela 5. Testes de estacionariedade das séries dos retornos do PLD. ....	73
Tabela 6. Testes de normalidade das séries de preço e retorno do PLD. ....	79
Tabela 7. Resultados dos testes de distribuição empírica de Cramer-von Mises, Anderson-Darling e Watson para as séries de preço e retorno do PLD. ....	79
Tabela 8. Teste da hipótese de volatilidade histórica constante para os retornos do PLD. ....	92
Tabela 9. Erro quadrático médio das previsões de modelos de volatilidade aplicadas aos retornos do PLD. ....	95

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL .....	Ambiente de Contratação Livre
ACR .....	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL .....	Agência Nacional de Eletricidade
CCEAR .....	Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
CCEE .....	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE .....	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEPEL .....	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CMO .....	Custo Marginal de Operação
CMSE.....	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE .....	Conselho Nacional de Política Energética
DNAEE .....	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE .....	Empresa de Pesquisa Energética
FCF .....	Função de Custo Futuro
FCI .....	Função de Custo Imediato
MAE.....	Mercado Atacadista de Eletricidade
MME.....	Ministério de Minas e Energia
ONS .....	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD.....	Preço de Liquidação das Diferenças
SIN.....	Sistema Interligado Nacional
SINTREL .....	Sistema Nacional de Transmissão de Eletricidade

## **INTRODUÇÃO:**

No decorrer da década de 90 a economia brasileira enfrentou um gradual e crescente processo de liberalização comercial e financeira que ocasionou efeitos significativos ao setor elétrico nacional.

É notório que o preço da eletricidade apresenta significativa volatilidade nos mais diversos mercados do mundo. Porém, sabe-se que tal movimento de liberalização, ao atenuar fatores estabilizadores próprios da composição estatal do setor elétrico, assim como sua estrutura fundamentada na verticalização, no monopólio regulado e na precificação baseada no custo de serviço, contribuiu para um crescente acúmulo de incertezas ao setor, promovendo uma nova institucionalidade sujeita a maiores volatilidades de preço.

A transformação de uma política de gerenciamento de riscos centralizada, patrocinada pelo Estado, em um novo modelo que objetivava a ação individualizada dos agentes de forma a incentivar ganhos de eficiência econômica ao setor acarretou um novo paradigma de gestão de risco ao mercado elétrico.

Como fator agravante à insegurança desse novo ambiente, a variação dos preços da eletricidade além de serem grandes (se comparada a qualquer commodity) apresentam origens complexas, dificultando o processo de apuração do hedge pelos agentes. Por conseguinte, apesar de grande parte das contingências possíveis e recorrentes no setor elétrico poder ser identificadas a priori, o momento, a sua magnitude e suas conseqüências são de difícil previsão.

Neste contexto, a utilização de derivativos pode se apresentar como um dos meios de auxílio a mitigação dos riscos microeconômicos associados ao setor elétrico, uma vez que os derivativos atuam como um instrumento que fornece “uma forma alternativa de seguros contra contingências adversas identificadas a priori” (Carvalho, 1998 pág., 91). Pois,

propiciam, segundo Studart (1998), a possibilidade de repartição de riscos, proteção contra variações inesperadas e diversas opções na construção de instrumentos de proteção.

Ademais, se difundiu nas últimas décadas o uso do derivativo como mecanismo de proteção dos agentes contra riscos. Esta difusão pode ser compreendida se observado o aumento da volatilidade das variáveis macroeconômicas, as mudanças no setor financeiro e as inovações tecnológicas. Esta dissertação trata então da possibilidade do emprego de instrumentos de derivativos no setor elétrico brasileiro, centrando o exame em um dos principais empecilhos para a adoção desses instrumentos no mercado de energia elétrica: sua valoração<sup>1</sup>.

Para a adoção de instrumentos de derivativos é necessário que haja agentes dispostos a assumir posições contrárias, isto é, partilhar os riscos. Assim, a determinação do preço do derivativo na negociação é uma questão central na formação do mercado, uma vez que, visto o risco que os agentes estão negociando, o preço não pode ser nem alto de forma a tornar a demanda inviável, nem baixo o suficiente para não atrair ofertantes.

Diversos estudos sobre a utilização de instrumentos financeiros em mercados energéticos merecem destaque na literatura internacional e abrangem questões desde problemas regulacionais até a reprodução de propriedades estocásticas do seu preço, como a alta volatilidade e a sazonalidade, entre outras.

Segundo Sioshansi (2002) há um crescimento exponencial da utilização de derivativos elétricos devido à presença de riscos indesejáveis e muitas vezes pouco entendidos, contudo, apesar das vantagens deste mecanismo, estes instrumentos podem oferecer ameaças ao mercado se não for devidamente regulados como destaca Stoft et al. (1998).

Nesse contexto, a necessidade da aplicação direta de derivativos elétricos por diversas vezes ‘atropelou’ o próprio desenvolvimento teórico gradual necessário a sua correta

---

<sup>1</sup> Nesta dissertação o ato de determinar um valor ao preço de um derivativo será referido vezes pelo termo valoração ou ainda pelos termos precificação ou apreçamento.

utilização. Mais especificamente, devido a sua robustez e facilidade de implementação, as teorias estatísticas e financeiras por diversas vezes foram aplicadas diretamente para a obtenção do preço desses instrumentos financeiros.

Conforme enfatizam Deng e Oren (2005) e Weron (2000), o preço de eletricidade em mercados liberalizados é muito mais volátil do que o de qualquer outra commodity. Porém, apesar desta volatilidade justificar a busca por instrumentos que atenuem o risco dos agentes, “um conjunto de ferramentas financeiras padrões não podem ser diretamente aplicadas a precificação e hedge de derivativos elétricos.” (Weron, 2000, p.127).

Como agravante, características específicas presentes no setor elétrico apresentam um desafio à simulação do preço da eletricidade. Segundo Blanco et al. (2003), tal desafio resultou em uma significativa elevação do nível de sofisticação dos contratos e instrumentos utilizados no setor elétrico. A sazonalidade, as flutuações diárias da demanda de energia, a não estocabilidade do produto, a significativa presença de picos de preços e a intensa volatilidade dos preços dificultam a modelagem do comportamento futuro de preços da eletricidade.

Por conseguinte, a avaliação de qual mecanismo de apreamento é mais compatível à utilização no setor elétrico nacional é de vital importância para que os derivativos possam fornecer ao problema do gerenciamento de risco um indicador consistente quanto à exposição ao risco do agente econômico e ao mesmo tempo um instrumento de proteção de emprego eficiente.

O objetivo desta dissertação então é fornecer subsídios para responder a pergunta de qual mecanismo de apreamento de derivativos é o mais adequado às especificidades do preço da eletricidade brasileira. Para este fim analisamos o caso de estudo do setor elétrico brasileiro e mais especificamente a aplicação de derivativos no ambiente de contratação livre, além do aporte que os mecanismos de apreamento financeiros usuais desses instrumentos podem



fornecer a consolidação de um instrumento de controle de exposição ao risco como os derivativos elétricos.

Para tanto o trabalho apresenta-se subdividido em cinco capítulos de cunho empírico e teórico, além desta introdução e da conclusão.

O primeiro capítulo trata da apresentação da estrutura institucional do setor elétrico nacional, com uma breve apresentação mundial e do setor elétrico brasileiro. Este tópico terá sua ênfase voltada à explicação do mecanismo de determinação de preço de curto prazo da energia elétrica nacional e da análise dos modelos utilizados para tal.

Seguindo o desenvolvimento, o segundo capítulo aborda o instrumento destacado por esta dissertação. Questões como o que são derivativos, suas características e aplicações, e sua utilização nos mercados mundiais energéticos serão ressaltadas neste tópico.

O terceiro capítulo se dedica às propriedades intrínsecas do comportamento do preço elétrico brasileiro. É um capítulo cujo objetivo consiste em identificar os fundamentos do comportamento do preço elétrico brasileiro, a fim de contrapor-los nos capítulos seguintes as premissas assumidas pelos métodos de apuração de derivativos mais comumente utilizados. Sua metodologia segue predominantemente uma abordagem de cunho empírico, integrando uma análise sobre os efeitos decorrentes do comportamento das principais variáveis de influência sobre os programas de planejamento de operações, ressaltadas no primeiro capítulo, bem como uma análise sobre as propriedades estatísticas do preço da eletricidade do mercado de curto prazo brasileiro, sua sazonalidade, sua distribuição, a presença de picos súbitos e transitórios de preço e sua volatilidade.

Esta última, por sua vez, receberá uma análise especial no quarto capítulo. Tal destaque é justificado pela expressiva utilização da volatilidade tanto em indicadores de risco quanto nos principais modelos de valoração de derivativos existentes hoje. Neste capítulo destacam-se algumas dentre tantas formas de cálculo da volatilidade em séries temporais e

uma análise sobre seus valores, virtudes e limitações para a reprodução da série de preços do mercado de curto prazo de energia elétrica brasileira.

Finalmente, o quinto e último capítulo será responsável por apresentar os mais destacados modelos de valoração de derivativos existentes atualmente, e à luz das análises e propriedades descritas nos capítulos anteriores avaliar seu possível emprego na determinação de um instrumento de mitigação específica de risco de preço representado por um derivativo elétrico para o setor elétrico brasileiro.

## **CAPÍTULO 1. A CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO E DO MECANISMO DE FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL:**

O Setor elétrico brasileiro possui uma capacidade instalada da ordem de 105.000 MW<sup>2</sup>. Sua matriz de capacidade de geração apresenta predominância hidráulica (71%), seguida pela geração termoeétrica (10%). Sua rede de transmissão é uma das mais extensas do mundo, compreendendo cerca de 85.399 km de linhas da rede básica no território nacional e apresentando uma grande variedade de níveis de tensão (entre 230 kV e 750 kV).

Devido a restrições das interligações nacionais e face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga o Sistema Interligado Nacional<sup>3</sup> (SIN) é subdividido em quatro subsistemas denominados: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (responsável por cerca de 57% da carga do SIN), Subsistema Sul, Subsistema Nordeste e Subsistema Norte. Além destes, devido às dimensões continentais e características geográficas, o Brasil também apresenta sistemas isolados ao longo de seu território<sup>4</sup>.

Diante da conseqüente complexidade de um setor que apresenta tais características, este capítulo tem como proposta apresentar a estrutura do mercado de eletricidade nacional. Para isso, inicialmente, o processo de reestruturação do setor elétrico em outros países é abordado a fim de contextualizar o próprio processo de reforma brasileiro, apresentado na seqüência do texto.

---

<sup>2</sup> Incluindo todo o parque gerador existente, inclusive os aproveitamentos existentes que compõe os sistemas isolados, as interligações internacionais e a parcela de Itaipu importada do Paraguai. (Plano Decenal 2007-2016).

<sup>3</sup> Em termos de regiões a geração é composta da seguinte forma: o Sudeste apresenta uma capacidade instalada da ordem de 33.000 MW, sendo 23.900 MW de usinas hidrelétricas (72%) e 9.200 MW de térmicas (28%); o Sul apresenta uma capacidade instalada da ordem de 27.430 MW, sendo 22.892 MW hidráulicas (84%) e 3.933 MW de térmicas (14%); o Nordeste apresenta uma capacidade instalada da ordem de 14.600 MW, sendo 10.750 MW hidráulicas (74%) e 3.741 MW de térmicas (26%); o subsistema Norte apresenta uma capacidade instalada da ordem de 10.191 MW, somada a 1.933 MW provenientes de sistemas isolados, sendo 10.176 MW hidráulicas (84%) e 1.911 MW de térmicas (15,8%); o Centro-Oeste apresenta uma capacidade instalada da ordem de 8.000 MW, sendo 6500 MW hidráulicas (78%) e 1.850 MW de térmicas (22%). (Plano Decenal 2007-2016)

<sup>4</sup> O sistema isolado Acre/Rondônia tem interligação ao subsistema Sudeste/CO prevista para agosto de 2008, enquanto o subsistema isolado Manaus/Amapá e a margem esquerda do Rio Amazonas tem interligação ao subsistema Norte prevista para janeiro de 2012. Fonte: Plano Decenal 2007-2016 (2007).

### **1.1. Breve Histórico Recente Mundial:**

Antes da década de 90, praticamente toda indústria de oferta de eletricidade no mundo era verticalmente integrada com mercado de consumo cativo controlado pelo Estado, a exceção dos Estados Unidos que detinham um regime de propriedade privada regulada. Em ambos os casos a forma de regulação era efetivamente uma regulação de custo de serviço (David Newbery, 2005).

Tal cenário se modificou profundamente nas décadas seguintes. Até então, como argumentado por Glachant e Perez (2007), as indústrias de rede eram integrações verticais ou contratos de longo prazo que abrangiam toda a cadeia de produção. Gradualmente, então, com intenção de inserir concorrência nos seguimentos da cadeia que não são monopólios naturais, segmentou-se a indústria.

A segmentação do setor<sup>5</sup> modificou o panorama da atividade. Enquanto as redes de transmissão e de distribuição continuavam sendo consideradas monopólios naturais requerendo a regulação do Estado, os setores de geração e fornecimento elétrico sofreram substancial transformação por serem considerados suscetíveis aos benefícios dos incentivos à eficiência econômica derivados de mercados potencialmente competitivos.

No mundo, o Chile a partir de 78, surgiu como exemplo precursor de desenvolvimento de mercados competitivos de eletricidade, ao segmentar os setores de geração, transmissão e distribuição, e iniciar seu processo de privatização. Foi construída uma estrutura regulatória que permitia a confecção de contratos de venda entre as companhias geradoras e os grandes consumidores de eletricidade, enquanto os pequenos consumidores permaneciam cativos às empresas concessionárias sob preços regulados, calculados por um modelo de programação

dinâmica e despacho com o objetivo de ser o mais próximo possível dos custos marginais de operação e ajustados pelos preços competitivos. (Lúcio de Medeiros, 2003).

Na Europa, o processo de liberalização iniciou-se durante a década de 90 e foi diretamente influenciado pelas Diretrizes do Mercado de Eletricidade da União Européia (publicadas em 1996 e 2003), que forçavam seus membros a adotarem medidas mínimas em prol da liberalização dos mercados nacionais e esforços de interligação entre os mercados nacionais dos países integrantes (Jamash e Pollitt, 2005).

No entanto, é na Grã-Bretanha que reside o maior exemplo do procedimento de desverticalização da indústria elétrica. O processo foi efetivamente iniciado com a reestruturação e privatização das empresas do setor a partir de 1989 com a declaração do Ato de Eletricidade. A Central Electricity Generation Board, responsável pela geração e transmissão de toda a Inglaterra e País de Gales foi segmentada, e foi estabelecido um prazo para a introdução da competição no mercado gerador e de suprimento.

Contudo, a reestruturação institucional do mercado inglês foi a reforma de maior influência sobre as liberalizações que a seguiriam em outros países. Criou-se um pool<sup>6</sup> de eletricidade de participação compulsória formador o mercado spot britânico. Além disso, era permitido a geradores e distribuidores formarem contratos bilaterais sobre a diferença dos preços do pool com o intuito de se protegerem do risco da volatilidade de seu preço.

Em 2001, após discussões quanto ao aumento do poder de mercado dos geradores provocado por este modelo, o modelo do pool foi abandonado em prol do NETA. Este consiste em um mecanismo de balanceamento composto por quatro mercados interdependentes operando sobre diferentes escalas de tempo. Para o médio e longo prazo são utilizados contratos bilaterais, para períodos de alguns anos eram usados contratos a termo e

---

<sup>5</sup> Isto é, foi promovida a separação das empresas geradoras, transportadoras, distribuidoras e comercializadoras. Esta separação pode ser desde meramente contábil até separações completas de propriedade. Este processo de separação é tratado como “unbundling” do setor de eletricidade.

padronizados, e por fim, para o curto prazo existiria um mercado bilateral que comporia o preço spot a cada meia hora. No fim do dia, o operador do sistema recebia as notificações de negociações e balanceava as contas e ofertas por meio de uma ferramenta de clearing (Newbery, 2005).

Outro importante exemplo de liberalização do mercado de eletricidade europeu é o mercado Nórdico<sup>7</sup>, que pode ser citado como um dos mercados reestruturados mais bem estabelecido no mundo. A partir de 1991, a Noruega iniciou gradualmente seu processo de reforma, seguido por Suécia<sup>8</sup> (1996), Finlândia (1997) e Dinamarca (2002), com ênfase na inserção da separação entre os setores competitivos e monopolístico elétricos e na garantia à escolha livre dos consumidores quanto ao seu fornecedor. (Von der Fehr, Amundsen e Bergman, 2005).

Todavia nem todos os países europeus adotaram medidas de cunho liberalizante como os citados anteriormente ou ainda de teor privatizante tão forte quanto a Grã-Bretanha. Apesar de reformas na determinação do preço da eletricidade, em muitos deles a segmentação do mercado não foi determinada como uma prioridade por motivos de origem estratégica e política.

Como primeiro exemplo podemos destacar que o processo de liberalização na Alemanha tardou a ser efetivamente implantado. Apenas os requerimentos mínimos das diretrizes europeias foram aplicados provocando o retardo na possibilidade de escolha livre pelo consumidor do fornecedor (atingido apenas em 1999).

O mercado elétrico alemão, neste contexto, apresentou um cenário de ampliação da concentração, tanto verticalmente quanto horizontalmente. Tal concentração foi fortemente

---

<sup>6</sup> O pool determinava a ordem de despacho dos fornecedores de energia elétrica através de uma disputa pelo preço do mercado do dia seguinte.

<sup>7</sup> O mercado Nórdico é composto por Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia. Excetuando apenas a Islândia entre os chamados países nórdicos por não possuir interconexão com os demais países.

auxiliada, entre outras causas, pela ausência de uma agência reguladora como as existentes em outros países europeus, o que provocava a existência de uma regulação ex post realizada pelo *Cartel Office*, que perdurou até o ano de 2004 quando foi introduzido um órgão regulador no setor. (Brunekreeft e Tweleemann, 2005).

A Espanha, por sua vez, implantou a criação de um mercado spot para negociação dos contratos de eletricidade a partir do ano de 1998. Assim como no mercado inglês, o mercado espanhol de eletricidade é organizado por diferentes mercados temporais, porém, a participação neste mercado não é compulsória, visto a possibilidade de negociação bilateral pelos agentes. A determinação dos preços de equilíbrio do mercado spot é resultado da ação da companhia operadora do mercado (OMEL) que define a ordem de despacho de acordo com as negociações nos mercados de eletricidade e por meio de clearing do mercado confronta a oferta da indústria e as curvas de demanda para atingir o nível de preço de equilíbrio. Apesar das reformas o mercado espanhol permaneceu significativamente concentrado e verticalmente integrado. (Cramps e Fabra, 2005).

O caso da França apresenta-se como um modelo alternativo ao inglês, uma vez que, as reformas do setor não incluíram medidas de cunho privatizante tão expressivas como no contexto inglês, o que conseqüentemente não afetou diretamente o operador dominante da indústria, nem medidas competitivas como o modelo Nórdico. Sucessivas legislações (em 2000, 2003 e 2004) implantaram as diretrizes europeias sem comprometer a estrutura da indústria elétrica francesa. A EDF permaneceu com a posse de 90% da capacidade de produção e 95% por cento da rede de distribuição, enquanto o controle e a operação da rede de transmissão foram separados da empresa e mantidos por um regulador independente a fim de permitir o acesso a competidores. Tal cenário manteve a EDF com a posse de um quase-

---

<sup>8</sup> Na Suécia, apesar das reformas, o setor elétrico ainda permaneceu com uma estrutura consideravelmente concentrada, entretanto ao redor deste monopólio se estabeleceu um mercado relativamente competitivo (Glachant e Finon, 2005).

monopólio francês aberto as importações de empresas estrangeiras de energia (Glachant e Finon, 2005).

Por último vale ressaltar que até o próprio modelo estadunidense, que detinha um regime de propriedade privada regulada, passou por uma progressiva remodelação a fim de introduzir competição ao mercado de varejo e atacado de eletricidade nas últimas décadas tanto nos âmbitos federal quanto estadual. Apesar disso, este processo apresentou uma notável desaceleração estimulada principalmente por episódios como a crise da Califórnia (2000-2001), escândalos contábeis, a falência da Enron e o colapso financeiro de muitos comercializadores e geradores de energia elétrica (Joskow, 2005).

## **1.2 Breve Histórico Recente Brasileiro:**

Seguindo o rumo imposto pelo movimento mundial de liberalização, a economia brasileira no decorrer da década de 90 enfrentou um gradual e crescente processo de liberalização comercial e financeira que ocasionou efeitos significativos ao setor elétrico nacional.

O receituário de desverticalização e privatização deu início a uma série de reformas que enquadraram as atividades de geração e comercialização como potencialmente competitivas, enquanto consideraram a transmissão e distribuição monopólios naturais. Medidas estas que somadas a um processo de segmentação e privatização do setor elétrico objetivavam a desverticalização da estrutura do setor elétrico brasileiro.

Em 1993 o governo brasileiro deu início a ações para estabelecer as diretrizes do novo modelo do setor elétrico brasileiro. Mendonça e Dahl (1999) delineiam três diretrizes principais da ação do governo nesta fase. A primeira corresponde à definição da nova estrutura legal e regulatória do setor. A segunda corresponde à definição dos novos arranjos



para a negociação de energia e o acesso as redes de transmissão e distribuição. E finalmente a terceira satisfaz a necessidade de transformações das instituições pertencentes ao setor a fim de serem capazes de se integrar ao novo ambiente de negociação proposto e as novas estrutura regulatória do setor.

Como medidas iniciais destacam-se a alteração significativa do cálculo das tarifas elétricas no ano de 1993 (Lei 8631/93), com o intuito de fornecer o alicerce ao futuro processo de privatização do setor; a introdução de uma maior flexibilidade à possibilidade de negociação de acordos bilaterais com consumidores de grande porte (Regulação 1063/93); e a criação do sistema nacional de transmissão de eletricidade (SINTREL) (Decreto 1009/93).

Em 1995, a Lei 8987 submeteu todas as formas de serviço público à obrigação de oferta para concessão competitiva, acarretando a possibilidade de competição nos novos empreendimentos, principalmente no setor de geração. Foi criada também no mesmo ano a figura do produtor independente de energia<sup>9</sup>, e regulamentado os procedimentos de concessão pública (Lei 9074/95, complementada pelo decreto ministerial 2003/96).

Um novo órgão regulador foi criado em 1996 (Lei 9427), a Agência Nacional de Eletricidade (ANEEL), em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Este órgão assumiu a posição de agência reguladora e fiscalizadora do sistema de concessões para geração, transmissão e distribuição elétrica, além de definidora das tarifas de transporte de energia a fim de garantir o acesso de produtores independentes de energia.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado em 1998 (Lei 9427). Instituição pública de direito privado sem fins lucrativos, suas principais atividades são a coordenação e controle da operação das usinas de geração e da transmissão de energia elétrica dos sistemas interligados brasileiros. Além disso, foram determinadas as principais

orientações para a criação do Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE), primeiro passo para a criação de um mercado spot de energia. Ambos foram regulamentados posteriormente pelo Decreto 2655/98.

Uma das conseqüências evidentes deste processo de reestruturação foi a abertura da possibilidade do início das privatizações das empresas estatais do setor. Cabe ressaltar, conforme explicitado por Almeida e Pinto Junior (1999), que apesar do movimento de liberalização elétrica mundial defender a privatização como uma etapa do caminho para atingir a concorrência no setor, os incentivos às privatizações no caso brasileiro estiveram em grande parte relacionados à manutenção da política macroeconômica de estabilização do governo. Como foi amplamente debatido na literatura, Beluzzo e de Almeida (2002), Carneiro (2002) e Batista Jr. (1996), o programa de estabilização gerava um substancial déficit na balança de pagamentos nacional que era compensado pela entrada de investimentos estrangeiros, dentre eles os investimentos diretos externos advindos das privatizações.

Durante os anos de 1998 a 2000 foram criados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), responsável por promover o aproveitamento racional da energia, a livre concorrência e competitividade do setor e a atração de capitais para a produção de energia, e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), responsável pelo planejamento da expansão do sistema elétrico. Além disso, foram estabelecidas diversas regulamentações e portarias responsáveis pela organização da estrutura do mercado e participação dos agentes econômicos nas atividades do setor.

Porém em 2001, o país enfrentou uma grave crise energética. Frente à escassez de oferta de energia, derivada da insuficiência de investimento no setor e condições desfavoráveis hidrológicas, o governo vigente adotou diversas medidas emergenciais

---

<sup>9</sup> Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio

promovendo um período de racionamento elétrico nacional, que foi responsável por uma retração significativa da demanda por energia. Este episódio e as medidas adotadas pelo governo, como o Programa Prioritário de Termoelétricas, incentivou fortemente a instalações térmicas, que apresentavam menor tempo de maturação em relação às estruturas hidroelétricas.

No ano de 2002, através da Lei 10438, adotou-se uma medida que apresentaria um passo inicial para o desdobramento do modelo atual de negociação da energia elétrica, incluiu-se a obrigação da negociação de no mínimo 50% da energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal por meio de leilões públicos, regulamentados pela ANEEL.

Todavia, em 2003, com a mudança do governo federal, o processo de reestruturação do setor sofreu uma profunda modificação com a construção de um aparato institucional mais centralizado, com participação direta da ANEEL e do MME, solidificado principalmente nas Leis 10847 e 10848/04 e no decreto 5163/04 responsáveis pela definição da maioria das medidas de reestruturação desse novo modelo.

A Lei 10847 foi responsável pela criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) responsável por prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Dentre as medidas contidas na Lei 10848 destacam-se a construção de dois ambientes distintos de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam os agentes de geração e de distribuição de energia e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam os agentes de Geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres. Ademais, foi determinada por esta lei a classificação da energia elétrica em Energia Existente e Energia Nova, de acordo com a temporalidade da

construção de suas usinas; foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável pelo acompanhamento e avaliação permanente da continuidade e da segurança de suprimento energético em todo o território nacional; foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em substituição ao MAE, responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional; e foram excluídas do Programa Nacional de Desestatização as empresas do setor elétrico, decretando oficialmente o término do processo de privatização no setor.

Por sua vez, o decreto 5136 regulamentou a comercialização de eletricidade no ACR e no ACL. O ACR é o segmento no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre vendedores e distribuidores, além disso, de acordo com o decreto os agentes distribuidores detinham obrigatoriedade de lastro de 100% de sua demanda por energia através da compra de energia adquirida nos leilões de compra de longo prazo<sup>10</sup>. O ACL é o segmento de mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

### **1.3 Mercado de Energia Elétrica Atual:**

Conforme determinado pela reforma do setor elétrico o mercado elétrico brasileiro apresenta uma estrutura de negociação ‘mista’ – Pool (Ambiente de Contratação Regulada, ACR) e bilateral (Ambiente de Contratação Livre, ACL). Os contratos de consumo de energia em geral se subdividem quanto ao ambiente de contratação. No ACR são representados por contratos a termo derivados dos leilões de energia para o Pool de mercado, e no ACL os

---

<sup>10</sup> Além da energia adquirida nos leilões era permitida a compra de energia gerada pela usina de Itaipu, de geração distribuída e de Usinas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).

contratos realizados são acordos bilaterais, tipicamente contratos a termo (*forward contracts*) negociados independentemente e sem padronização.

Todavia, devido o atributo físico da energia elétrica necessitar de equilíbrio instantâneo entre demanda e oferta, a oferta prevista ex-ante não necessariamente iguala a demanda observada, fazendo-se necessário o equilíbrio instantâneo em dois pontos: o fornecimento e a contabilização financeira do sistema.

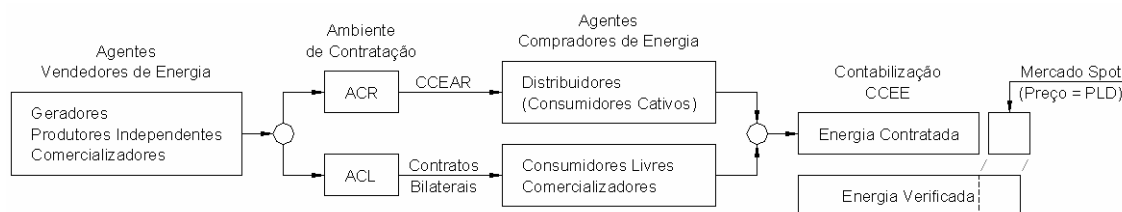
O primeiro é realizado pelo ONS responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional. Este decide quanto ao despacho de usinas para a geração de energia elétrica e para isso adota o modelo de “Tight Pool”, que corresponde à centralização da decisão de despacho das usinas por meio da agregação dos empreendimentos de geração e transmissão de forma a impetrar uma gerência mais efetiva do custo de produção de energia. Assim, o objetivo desta instituição é que a energia seja gerada com o menor custo adicional de carga sem comprometer as condições de operação futuras do sistema (essencialmente refletida pelo nível dos reservatórios).

O segundo é realizado por meio de um instrumento de clearing (contabilização e compensação) em tempo real das transações de responsabilidade da CCEE. A ferramenta de clearing adotada é baseada nos princípios da ONS que utiliza o Custo Marginal de Operação (CMO) para refletir as condições para o atendimento da carga requisitada pela demanda. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado pela CCEE, serve como referência para a determinação do preço de energia de curto prazo e para o acerto das diferenças observadas entre a energia contratada e a consumida.

Outro fato importante é que o modelo elétrico vigente determina a obrigatoriedade de lastro por parte dos agentes do setor, isto é, exige a contratação da totalidade da demanda por parte das distribuidoras, comercializadores e consumidores livres, ademais exige dos agentes vendedores de energia lastro de potência para os contratos de compra e venda.

Para isso, conforme citado anteriormente, existem essencialmente dois formatos de contratos de compra e venda de energia no setor elétrico brasileiro. O primeiro é representado pelos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), compulsório às distribuidoras e resultantes dos leilões de energia organizados pela CCEE com o intuito de assegurar o fornecimento aos consumidores cativos. O segundo são contratos bilaterais de compra e venda de energia, negociados livremente entre dois agentes da CCEE, apresentando como demandantes consumidores livres<sup>11</sup> e comercializadores.

**Figura 1. Estrutura do Mercado Elétrico.**



Fonte: Elaboração Própria.

Entretanto, por ser *ex ante*, a previsão de energia contratada, mesmo com a obrigatoriedade de lastro, não atinge necessariamente a efetivamente consumida, exigindo a existência de uma contabilização a posteriori. A CCEE, conseqüentemente, realiza de forma *ex-post* a totalização de pagamentos e recebimentos de cada agente relativos à energia transacionada ao agregar os dados de medição e o cálculo da diferença entre os montantes medidos e contratados por agente. Os montantes de energia transacionados e não contratados são então valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças<sup>12</sup>, e se tornam objeto de liquidação na CCEE.

<sup>11</sup> Os consumidores livres também possuem obrigatoriedade de garantia de 100% do seu consumo verificado através de contratos bilaterais ou geração própria. Para se classificar como consumidor livre o agente necessita possuir uma demanda mínima de 3MW, além de uma tensão superior a 69kV se a sua data de ligação ao sistema for anterior a 08/07/1995. Consumidores com demanda mínima de 500kW, também podem ser classificados como livres se sua energia adquirida for oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas ou fontes alternativas.

<sup>12</sup> Cabe ressaltar que o agente sub-contratado está sujeito a penalidades aplicadas por insuficiência de contratação para o consumo, insuficiência de lastro de energia para venda para a geração e insuficiência de potência para a geração.

Como resultado desse formato de liquidação dos contratos elétricos e devido ao fato do cálculo do PLD (explicitado detalhadamente na seção 1.4.1) basear-se no custo marginal de operação do setor elétrico, este reflete como uma proxy do valor real do preço spot da energia elétrica no mercado brasileiro.

#### **1.4 Formação do Preço Spot em Sistemas Hidrotérmicos:**

A determinação do preço de eletricidade na maioria dos mercados reestruturados mundiais pode ser dividida em duas categoriais: a que determina o preço por meio do confronto entre as curvas de oferta e de demanda e a que o preço de curto prazo é resultado de um gerenciamento centralizado do sistema com o intuito de garantir o menor custo operacional possível.

A primeira é empregada em sistemas competitivos baseados em leilões, como o mercado Nórdico, e apresenta um caráter semelhante a mercados de commodities. Este método obtém um preço igual ao custo marginal de operação na presença de um mercado perfeito.

De forma a suavizar os efeitos das imperfeições de mercado existentes sobre o preço da energia pode ser utilizada uma segunda opção de apreçamento do valor da eletricidade, em que se gerencia o sistema para garantir o menor custo operacional. Esta é utilizada para a formulação do preço spot do mercado brasileiro.

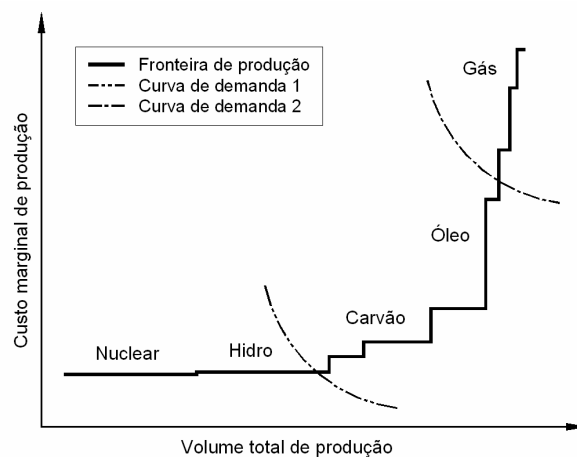
Nestes sistemas o preço da energia de curto prazo é derivado essencialmente das decisões de despacho determinadas pelo ordenamento das usinas de acordo com seu custo marginal de operação. Este por sua vez, pela diversidade de tecnologias (hidroelétrica, nuclear, termoelétrica,...) aplicáveis à geração elétrica, apresentam custos de construção e

operação que variam significativamente. Logo, ao se formar a fronteira de possibilidades de produção nos defrontamos com regiões de “sensibilidades diferenciadas de custo marginal”.

O custo marginal é pouco sensível sob a utilização de tecnologias semelhantes, uma vez que se mantém num mesmo patamar de custo. Porém o cenário se altera ao atingirmos os níveis onde novas usinas de custo marginal diferenciado sejam necessárias. Há, neste momento, mudança de patamares e uma elevação vertical dos custos.

As variações referentes a mudanças de patamares ocasionam uma função de custo não diferenciável e crescente, onde o crescimento se dá em forma de uma função degrau irregular. Assim, nos pontos onde há mudança de tecnologia, pequenas variações de demanda podem gerar grandes variações de custos, pois há mudança de patamares nos custos, que se mantêm próximos até o esgotamento do seu potencial de produção.

**Figura 2. Fronteira de possibilidades de produção.**



Fonte: Elaboração Própria.

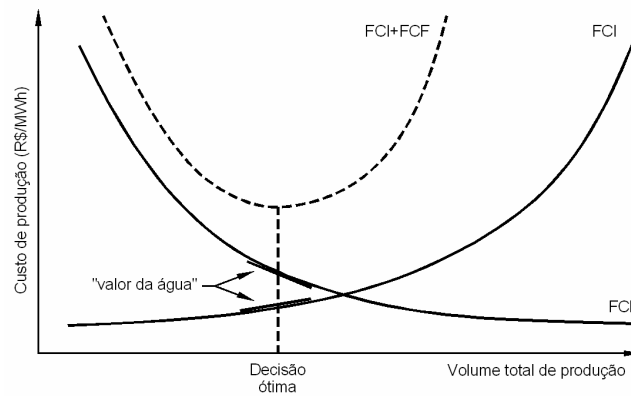
Esta função representa o que é comumente denominado de Função de Custo Imediato (FCI) da produção de energia elétrica (figura 2). Entretanto, qualquer decisão de operação tomada no presente pode ter conseqüências futuras para o custo de operação, caracterizando o chamado acoplamento temporal da decisão, obrigando a consideração deste fato no processo decisório de despacho de usinas.



O acoplamento temporal provoca que a determinação do preço esteja sujeita ao “custo marginal de oportunidade” de utilização da fonte da energia elétrica, isto é, o custo da utilização de mais uma unidade de energia hidrelétrica pode significar no período seguinte a necessidade de utilização de uma energia mais cara, como, por exemplo, a termoelétrica. Assim, mesmo que na verdade o custo marginal de produção de mais energia hidrelétrica não se altere, o custo de oportunidade de utilização cresce com a diminuição do estoque de água disponível, uma vez que esta água poderia ser utilizada num período seguinte, quando houvesse maior escassez do recurso.

Por conseguinte, devido ao sistema de formação do preço de diferenças considerar a possibilidade de utilização futura de usinas e a escassez de energia (representados principalmente pelos níveis dos reservatórios hidroelétricos nacionais), a formação do PLD depende não somente da função de custo imediato, mas também do ‘custo marginal de oportunidade’ da utilização da água contida nos reservatórios. Tal fato perpetua necessária a análise da Função de Custo Futuro (FCF) que objetiva representar o benefício obtido de armazenar a água hoje para seu uso no futuro.

A FCF de cada estágio de tempo pode ser definida como o custo esperado de geração ao longo do período de planejamento em função do volume armazenado ao final de cada estágio. A obtenção de sua curva pode ser calculada por meio de simulações de operação do sistema para cada nível de armazenamento no final de cada etapa, o que na prática pode ser obtido através de um procedimento recursivo (programação dinâmica estocástica).

**Figura 3. Funções de Custo Imediato e Futuro.**

Fonte: Elaboração Própria.

O uso ótimo do sistema será então aquele que minimiza o uso de fontes geradoras de maior custo operacional no presente e o valor esperado do custo de geração até o fim do horizonte de decisão (figura 3). Conseqüentemente, o menor custo global seria obtido pelo ponto mínimo da função de custo total (FCT) obtida pela soma da FCI e FCF. Este ponto corresponde ao ponto onde a derivada da FCT é igual à zero, ou, onde as derivadas da FCF e FCI em relação ao volume final se igualam em módulo e determinam o “valor da água” utilizada.

Este mecanismo, então, permite a avaliação do custo de utilização da água conforme sua escassez, de forma a apreçar gradualmente seu custo marginal de oportunidade de produção até ao ponto que atinge o custo marginal de produção térmica.

#### **1.4.1 Formação do Preço de Liquidação de Diferença:**

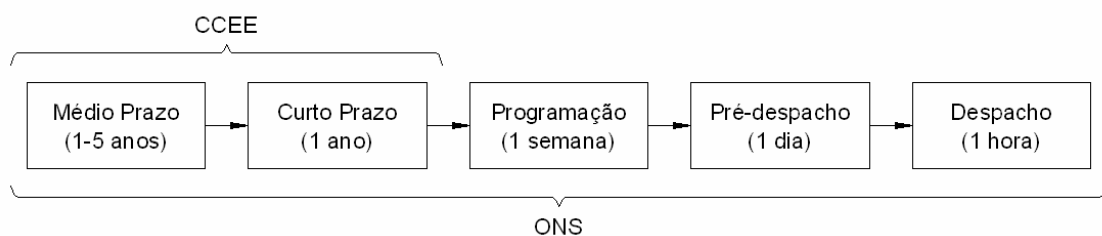
O Preço de Liquidação de Diferença de cada submercado calculado pela CCEE, assim como a ordem de despacho das usinas determinada pela ONS, é derivado do custo marginal de operação. Seus processos de cálculo são similares, exceto pela exclusão por parte da CCEE das restrições internas aos submercados (como por exemplo locais que sofram restrição de

transmissão ou perda de carga no sistema de transmissão), com o intuito de que a energia comercializada seja igualmente tratada em todos os pontos de consumo, além da exclusão de unidades térmicas em teste.

Conforme citado anteriormente, a metodologia de cálculo estima o preço do mercado spot através da utilização das curvas de custo imediato e futuro da energia elétrica. A fim de planejar a operação é necessária uma subdivisão do planejamento de acordo com o prazo a que se referem seus efeitos.

A etapa de médio prazo é responsável pela determinação da FCF a partir da análise de um reservatório equivalente do sistema nacional (com variações afluentes aos reservatórios e usinas hidroelétricas representadas de forma agregada), enquanto a de curto prazo, a partir da FCF e FCI, é responsável por determinar as cotas ou metas individuais das usinas a fim de atender a demanda e minimizar o custo de operação do sistema. Além destas, existem mais três etapas de caráter operacional do sistema, que não influenciam o PLD, correspondentes a etapa de curtíssimo prazo responsável por determinar a programação diária de geração e a de pré-despacho e despacho do sistema que determinam as ordens de produção concreta de energia por parte dos agentes geradores de energia elétrica.

**Figura 4. Etapas de planejamento da operação e contabilização.**



Fonte: Elaboração Própria.

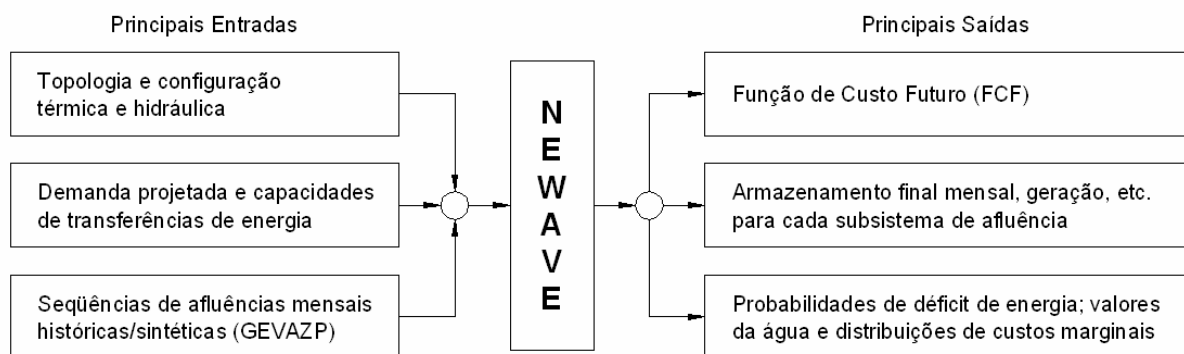
Para concretizar a utilização desse sistema de decisão, a Eletrobrás e o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolvem, desde 1977, modelos computacionais de

otimização para o planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos. A estrutura da determinação do PLD caracteriza-se principalmente pela utilização de dois modelos: o NEWAVE e o DECOMP.

- **NEWAVE**

O programa NEWAVE é um modelo de otimização para planejamento de sistemas hidrotérmicos de médio prazo (até 5 anos) com discretização mensal. Utiliza o conceito de reservatórios equivalentes com o intuito de reduzir a ordem do problema através da agregação das usinas geradoras em um único reservatório correspondente a cada subsistema.

**Figura 5. Principais entradas e saídas do programa NEWAVE.**



Fonte: Elaboração Própria.

Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica a cada etapa, a fim de atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento.

Seu principal resultado pode ser representado pela formulação da FCF de energia elétrica, por meio da utilização da técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica, essencial para a determinação do ‘custo da água’ e conseqüentemente dos impactos da utilização da água armazenada nos reservatórios.

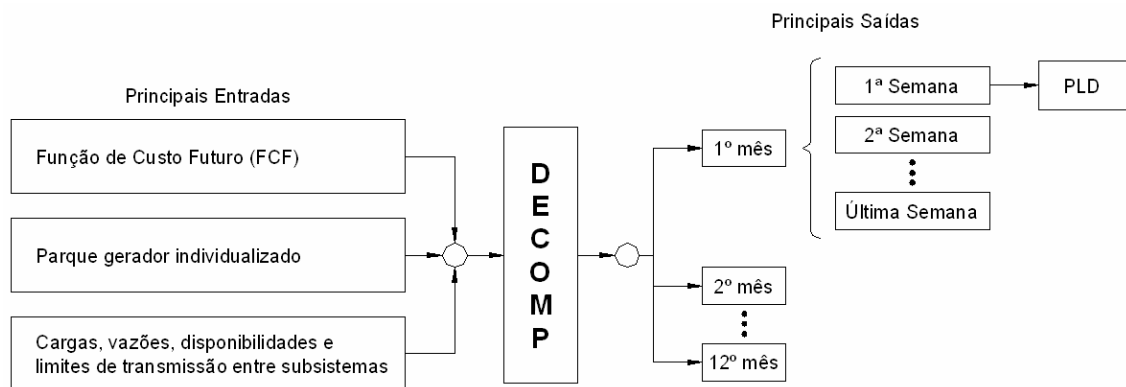
A adoção deste programa, pelo extinto MAE e posteriormente pela CCEE, para a formulação do CMO, que serve de valor base ao preço no mercado spot, foi determinada principalmente pela sua ampla utilização por parte empresas do setor elétrico a partir de 1998.

- **DECOMP**

Introduzido apenas a partir de julho de 2001, o programa DECOMP inseriu ao planejamento elétrico a análise de curto prazo (período de até 12 meses) e a discretização semanal no primeiro mês do sistema.

Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas, sujeito a afluições estocásticas de forma a atender a demanda por energia e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento.

**Figura 6. Principais entradas e saídas do programa DECOMP.**



Fonte: Elaboração Própria.

Utilizando a FCF obtida no NEWAVE e informações sobre carga, vazão, disponibilidade e limites de transmissão entre submercados, o modelo DECOMP por meio de programação linear obtêm o resultado otimizado para o planejamento do primeiro mês em base semanal. As vazões previstas e a aleatoriedade das vazões do restante do período são

obtidas através de uma árvore de possibilidades e de um parque gerador individualizado (ao contrário do formato agregado utilizado no NEWAVE).

Concluindo, os programas DECOMP e NEWAVE seguem um cronograma semanal de cálculo do PLD, com revisão dos dados previstos. O programa NEWAVE é executado três dias úteis antes do mês de referência e entre um e três dias úteis antes da semana almejada, o DECOMP é executado com base nos resultados atualizados dos dados e da saída do programa NEWAVE. Por fim, apesar deste sistema gerar previsões de custos marginais para as demais semanas do mês, somente os valores da primeira semana são publicados e confirmados como o PLD<sup>13</sup> da semana pela CCEE.

---

<sup>13</sup> O PLD sofre mais uma restrição conforme estabelecido nas regras de comercialização da CCEE. Seu valor é limitado aos preços mínimo e máximo (R\$16,92/MWh e R\$515,80/MWh, respectivamente) e ao custo risco, quando acionada a curva de aversão ao risco.

## **CAPÍTULO 2. DERIVATIVOS:**

Os derivativos são instrumentos financeiros de proteção dos agentes econômicos contra riscos. Devido ao aumento generalizado da volatilidade que caracterizou o período que se seguiu à liberalização dos mercados financeiros e, também, em virtude de inovações tecnológicas, a utilização deste instrumento foi impulsionada e diversificada, a ponto de transformá-lo em uma fonte alternativa de proteção para muitas operações, entre elas o comércio de energia elétrica.

O aumento da volatilidade das variáveis macroeconômicas pode ser explicado pelo fim de Bretton Woods, no início da década de 70. Isto é, causas como o fim da paridade dólar/ouro e das taxas de câmbio fixas, além do aumento da inflação e dos juros nos países centrais contribuíram para que algumas variáveis macroeconômicas se tornassem muito mais instáveis, sujeitas a variações mais bruscas e com maior frequência. A volatilidade que se delineou a partir dos anos 70 foi, e continua sendo um grande incentivo às inovações financeiras.

Se um produto financeiro nada mais é que um contrato, as inovações financeiras são as formulações de diversos contratos que se adequam a diferentes demandas. As demandas podem ser tanto de proteção contra possibilidade de perdas, como especulações sobre a volatilidade dos mercados.

Neste contexto, como destacado por Carvalho (1998), três modalidades de atividade financeira podem ser consideradas: a intermediação, a securitização e as atividades de apoio. Na primeira, denominada intermediação financeira, o agente financeiro se insere entre a fonte e os utilizadores do recurso.

Na segunda, chamada securitização, o tomador último coloca suas obrigações diretamente com a fonte de recursos. Finalmente, a terceira, genericamente representada pelos

derivativos, não está voltada à transferência de recursos financeiros *per se*, mas, sim, à diferenciação e especialização dos ativos, principalmente no que tange aos riscos envolvidos em cada operação. (Carvalho, 1998).

Essencialmente, os derivativos são ativos derivados da separação (*unbundling*) e reagrupamento de características dos ativos originais em novos instrumentos. Seu valor é derivado de outros e seu papel mais importante é a “possibilidade que oferecem de decompor e negociar separados os riscos que cercam uma dada transação” (Carvalho et al., 2000, pág. 346). Este instrumento permite que os riscos envolvidos nas negociações sejam redistribuídos entre os agentes de acordo com suas preferências, possibilitando o aumento da participação de agentes no mercado, principalmente aqueles que possuem um perfil averso ao risco.

Contudo, é importante lembrar que os derivativos necessitam de duas pontas, ou seja, é preciso haver agentes dispostos a assumir posições opostas para que a transação ocorra e por isto a determinação do preço na negociação é uma questão central na formação do mercado, uma vez que, visto o risco que os agentes estão negociando o preço não pode ser muito alto que torne a demanda inviável nem tão baixo que não atraia ofertantes.

Além disso, a maioria dos derivativos pode ser considerada como um jogo de soma zero, em que existe um perdedor para cada ganhador. Todavia, isto não significa que este seja um jogo de soma zero para o risco microeconômico. Ambas as partes da negociação podem estar procurando se proteger de algum tipo de risco (*hedgers*) e ambos poderão ser bem sucedidos simultaneamente ao utilizarem derivativos (Stoft et al., 1998).

Conforme citado acima, o aumento da volatilidade advindo das mudanças do sistema financeiro internacional e do processo de securitização levou a difusão dos derivativos. Cabe salientar que esse mercado foi criado para viabilizar estratégias defensivas ante a incerteza existente há muito tempo, como afirma Carvalho (1998), a diferença é que, devido às volatilidades acentuadas, o uso do derivativo ganhou importância e se difundiu.



## 2.1 Tipologia:

O processo de diversificação de instrumentos de derivativos ampliou significativamente suas possibilidades de aplicação e suas particularidades. Como apresenta Studart (1998, pág. 112), os contratos de derivativos devem ter as taxas e os meios especificados e detalhados. Os meios podem ser, por exemplo, em moeda, títulos ou commodities; a quantia a ser paga pode estar atada a movimentos de taxas de juros, índices de Bolsas, preços ou moeda estrangeira e, além disso, também pode ser multiplicado por um índice previamente negociado, o que se chama de alavancagem.

Quanto à localidade de transação, os contratos de derivativos podem ser enquadrados em duas modalidades: os transacionados em bolsa e em balcão. Os derivativos negociados em bolsa permitem a cobertura sobre riscos de natureza mais homogênea ou genérica com instrumentos de características mais padronizadas, mecanismos de compensação e margens de garantia. As operações de balcão (*over the counter*, OTC) representam negociações de natureza bilateral, assumindo características específicas de forma a satisfazer as demandas dos agentes caso a caso em relação à proteção ao risco.

Quanto aos tipos de derivativos, diversos instrumentos podem ser citados. Sua classificação abrange os chamados contratos básicos (*plain vanilla*), responsáveis por fazer apenas uma operação que serve geralmente de proteção a um risco específico, e os contratos combinados, resultados da composição de diversos instrumentos em um mesmo contrato.

Os tipos mais comuns de derivativos básicos são os contratos a termo (*forward contracts*), futuros (*futures contracts*), opções e swaps. Suas principais propriedades estão descritas na tabela a seguir.

**Tabela 1. Propriedades dos derivativos básicos mais comuns**

<b>Tipos de Derivativos</b>	<b>Definição:</b>	<b>Propriedades:</b>
A termo ( <i>forward</i> )	Obrigação para comprar ou vender uma quantidade fixa do ativo a um preço previamente especificado em uma determinada data.	Não padronizados. Equivalentes a contratos bilaterais. Negociados via mercado de balcão. Liquidação da posição geralmente no vencimento do contrato.
Futuros ( <i>futures</i> )	Obrigação para comprar ou vender uma quantidade fixa do ativo a um preço previamente especificado em uma determinada data.	Padronizados. Negociados via mercado organizado (bolsas). Pode-se liquidar a posição pela compra de uma posição contrária a original antes do período de vencimento do contrato.
Swaps	Agentes trocam os fluxos financeiros de uma operação sem trocar o principal.	Permite trocas entre taxas flutuantes e taxas fixas em contratos. Predominantemente negociados em mercado de balcão.
Opções	Direito, mas não a obrigação, para comprar (call) ou vender (put) uma quantidade fixa do ativo a um preço de exercício previamente especificado.	Opções europeias - exercidas somente na data de vencimento. Opções americanas - exercidas até a data de vencimento.

Fonte: Elaboração Própria.

Os contratos a termo (*forward contract*) são uma das formas mais simples de derivativos e equivalem a contratos bilaterais de compra ou venda para um período futuro. Contratos futuros, apesar de semelhantes a contratos a termo, são padronizados e normalmente transacionados em mercados organizados.

Um dos participantes dos contratos a termo ou de futuros assume uma posição comprada (*long position*) e concorda em comprar o ativo negociado, enquanto a outra parte assume uma posição a descoberto (*short position*) se comprometendo a vender o ativo, na data acordada e pelo preço previamente acertado.

Por sua vez, o que distingue as opções de contratos a termo ou de futuros é a possibilidade do detentor do contrato não exercê-lo. Além disso, elas podem ser transacionadas tanto em mercados organizados quanto em mercados de balcão, apresentando sob a forma de dois tipos básicos: opção de compra (*call option*) e de venda (*put option*).

Diferentes estruturas podem ser obtidas das combinações de opções de compra e venda de ativos. Enquanto o *Cap* e o *Floor* estipulam um limite superior e inferior ao preço do ativo negociado, o *Collar* permite por meio de uma combinação de um *Cap* e um *Floor* fixar a banda dentro da qual o preço se aplicará por um determinado período de tempo. Através do *Collar* é possível, até mesmo, a obtenção de um derivativo de custo nulo ao se combinar uma posição comprada de uma opção de compra (*long call position*), fornecendo proteção contra altas de preço, com uma posição a descoberto de venda, que reduz o custo da opção de compra.

Mais comum na negociação entre duas instituições não financeiras, ou uma financeira e outra não, o swap permite a troca de fluxos de caixa de suas operações sem propriamente envolver seus ativos específicos.

O swap básico, também chamado contrato para diferenças, permite, entre outras vantagens, a troca de fluxos variáveis por fixos entre os agentes envolvidos. O agente que fixa seus fluxos garante total proteção contra movimentos de preço adversos. O custo dessa proteção é a perda da oportunidade de benefício sobre vantajosos movimentos de preço futuros.

Outra modalidade deste instrumento chamada swap diferencial também fornece a possibilidade de fixar um fluxo dado um fluxo variável, porém, neste caso, a origem do fluxo variável é a diferença entre os preços de dois ativos. Adicionalmente, swaps diferenciais podem ser usados para atenuar o risco base<sup>14</sup> originado pela diferença de preço entre dois locais resultado de condições adversas entre as duas localidades, o que é chamado *basis swap*.

Entre os contratos de derivativos presentes no mercado elétrico, também poderíamos destacar a utilização das chamadas *swing options*. Estes instrumentos são opções volumétricas

---

<sup>14</sup> O risco base é o risco causado pela possibilidade de que o preço futuro não convirja para o preço spot da commodity sendo protegida até a data de maturidade. No caso de localidades, esse risco pode ser ocasionado pela impossibilidade de convergência do preço entre duas regiões pelas limitações de interligação entre estes

que fornecem ao possuidor o direito, mas não a obrigação, de ajustar o volume de recebimento ou entrega da commodity. Neste tipo de contrato, usualmente, é estipulado um preço para um nível mínimo e máximo da taxa de consumo de energia do detentor da opção para cada dia durante um mês, contudo, a opção fornece ao seu detentor a possibilidade de alterar a taxa de energia comprada durante o mês, um número limitado de vezes.

Outro contrato, muito comumente utilizado em sistemas termoelétricos de geração de eletricidade são os *cross-commodity* derivativos. Fundamentalmente, derivativos *cross-commodity* protegem os geradores da exposição à variação dos preços de seus insumos de produção ao permitir vincular as variações de preço dos seus insumos (gás, carvão,...) as variações de preço de seu produto final (eletricidade). Proteção similar à oferecida por este processo pelo lado da oferta também pode ser obtida contra a exposição a variações de demanda utilizando contratos de derivativos climáticos (*weather derivatives*).

Além destes, muitos outros instrumentos poderiam ser citados, assim como exemplos de derivativos combinados onde podemos destacar a utilização de *swaptions*. Por definição, *swaptions* representam o direito, mas não a obrigação, de um agente exercer o swap. A contrapartida para o agente possuir tal possibilidade é, assim como nas opções, o agente arcar com o preço da opção.

## **2.2 Derivativos em Mercados Energéticos:**

Por representar instrumentos de transferência de risco, os derivativos, e especialmente os futuros, são utilizados a mais de um século para reduzir a exposição dos agentes nos mercados.

---

mercados devido às suas características específicas de produção, transporte e consumo. No mercado elétrico brasileiro, esta diferença de preço é claramente visível nos diferenciais de preços dos subsistemas do SIN.

Apesar de contratos bilaterais já se utilizarem de mecanismos semelhantes a derivativos há séculos, mesmo em mercados organizados seu emprego perfaz mais de um século. Alguns anos após o estabelecimento do Chicargo Board Trade (CBOT), em 1848, os primeiros contratos futuros agrários foram desenvolvidos e chamados na época *to-arrive contracts*. Esta mesma instituição, após tentativas anteriores, deu início a operações de contratos bem definidos de opções de compra em 1973, e a operações com opções de venda desde 1977. (Hull, 2006).

A utilização de derivativos em mercados energéticos, não obstante, acompanhou o processo de crescimento mundial da utilização desses instrumentos. Stoft et al. (1998) destaca a introdução de futuros energéticos a partir da década de 70. Seguindo a evolução, a New York Mercantile Exchange (NYMEX) estabeleceu transações de *heating oil futures* em 1978, gás propano liquefeito em 1987, *crude oil futures* em 1983, *unlead gasoline* em 1984, gás natural em 1990 e finalmente futuros elétricos em 1996.

Assim, o primeiro contrato futuro de eletricidade Norte Americano negociado em mercados organizados (NYMEX) data de 1996 com opção de entrega em duas localidades: Califórnia-Oregon e Palo Verde, Arizona. Contudo, na Europa tais transações iniciaram-se ainda mais cedo na Nordic Power Exchange, onde se transacionavam contratos futuros deste tipo financeiramente desde 1993, para os países Escandinavos. Além destas, outras bolsas seguiram o mesmo caminho ao oferecerem contratos futuros de eletricidade como a International Petroleum Exchange, em Londres, e a Energy Exchange (EEX), em Frankfurt. (Eydeland, 2003)

Como é fácil de perceber, os mercados não organizados – do tipo balcão – não possuem uma forma de acesso as informações sobre as operações realizadas tão facilmente disponível quanto os mercados que envolvem bolsas de valores. Muitas vezes este tipo de

transação é bilateral, envolve formatos não padronizados e é até mesmo composta por contratos confidenciais.

Como exemplo de acordos não padronizados, podemos citar que em 1986, segundo Willian Fallon (1995), as empresas Cathay Pacific Airways Ltd. (Hong Kong) e Koch Industries (EUA) juntamente com o banco Chase Manhattan, como contraparte, firmaram um dos primeiros contratos de swap de preço de petróleo visando à proteção contra o aumento do preço de combustível das aeronaves.

Entre os anos seguintes, diversos derivativos foram desenvolvidos nesse mercado nascente tanto na Europa quanto nos Estados Unidos. Porém, o encontro de contrapartes para as negociações de swaps e opções foi seriamente dificultada em mercados energéticos pela elevada volatilidade do preço de petróleo, pois, estes agentes, em geral representados por bancos, possuíam uma propensão a risco limitada, resultando em uma limitação da liquidez desse mercado. Problema semelhante foi encontrado também no desenvolvimento dos mercados de gás natural e eletricidade.

No caso específico da eletricidade, por variados motivos, “após um significativo nível inicial de atividade, os participantes do mercado perderam interesse em contratos futuros transacionados em bolsa em favor de contratos de balcão” (Eydeland e Wolyniec, 2003, p. 19). Bolsas como NYMEX<sup>15</sup> interromperam a transação de futuros elétricos em 2002, e apenas a EEX e o pool Nórdico mantiveram um nível elevado de transações de futuros deste tipo.

Porém, isso não atenua a importância desse tipo de instrumento em setores como o mercado elétrico pela representatividade das transações de balcão de derivativos. Apesar da dificuldade de acesso a informações sobre as operações de balcão realizadas entre as empresas, estima-se que este mercado envolva diversas vezes o montante transacionado nas

---

<sup>15</sup> Outras bolsas norte americanas também interromperam as transações de futuros de eletricidade, como a CBOT, ou continuaram a transacionar futuros com pequena liquidez como o caso da Minnesota Grain Exchange.

bolsas de valores mundiais de derivativos. Como dado que ressalta a adoção desses instrumentos pelos mercados mundiais podemos citar que, já em 1996, segundo o BIS (Bank for International Settlements), os valores nominais<sup>16</sup> transacionados de derivativos no mundo, principalmente sob a forma de contratos de taxas de juros e cambiais, representavam cerca de US\$ 34 trilhões, sendo 70% destes negociados via balcão, representando um crescimento de aproximadamente seis vezes em relação ao ano de 1990. (Studart, 1998).

### **2.3 Aplicação de Derivativos no Setor Elétrico Brasileiro:**

Conforme descrito por Saguan (2007), o mercado de energia é composto por dois módulos: um futuro e um em tempo real. “O módulo em tempo real deve assegurar o equilíbrio físico em tempo real e os sinais econômicos coerentes com as condições do tempo real. O módulo futuro de energia tem duas funções principais: um de informação para facilitar a coordenação e dar bons sinais aos agentes, é este que permite tomar decisões de preparação da produção, e uma função útil de cobertura de riscos do comércio em tempo real” (Saguan, 2007, p.127).

Esta ‘função útil de cobertura de riscos’ se faz necessária devido a grande volatilidade presente nos sinais econômicos do módulo em tempo real deste setor, como também foi enfatizado por Deng e Oren (2005) e Weron (2000). Então, com o intuito de “se proteger do risco econômico caracterizado pela volatilidade dos preços, estabilizar os fluxos de caixa e obter lucro com exposição controlada ao risco de mercado, agentes geradores e comercializadores podem firmar contratos de caráter exclusivamente financeiro”. (Arfux et al., 2003).

---

<sup>16</sup> Esses valores não refletem totais efetivamente transacionados, mas, sim, valores dos contratos fictícios sobre os quais os compromissos de derivativos são calculados.

Este tipo de proteção pode abranger diversas etapas do processo produtivo das empresas do setor elétrico. Studart (1988), por exemplo, destaca a possibilidade de utilização de securitização secundária e de contratos de derivativos nas operações de financiamento do setor elétrico, operações estas que, por envolverem elevados montantes de recursos e tempo de maturação prolongado, possuem uma significativa exposição a riscos financeiros do tipo de riscos cambiais e riscos de taxa de juros.

Além disso, outros tipos de *hedge* podem surgir da necessidade de proteção a variações inesperadas dos custos dos insumos utilizados no setor, situação permanentemente enfrentada pelos geradores termoelétricos, e que pode ser atenuada pela utilização de contratos de cross-commodity derivativos. Finalmente, em destaque surge um risco a que todos os agentes do setor elétrico estão sujeitos, compondo a mais direta das exposições dos agentes do setor, o risco de variação do preço elétrico, que é o foco desta dissertação.

O gerenciamento de risco está presente nas decisões dos agentes geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres de energia elétrica. Para mitigar risco as empresas necessitam tomar posições contrárias nos mercados físicos e de futuros. Enquanto, em relação à energia elétrica, os distribuidores e consumidores livres possuem uma posição tipicamente a descoberto (*short position*), os geradores detêm uma posição coberta (*long position*), ou seja, a riqueza das empresas geradoras tem relação direta com o aumento do preço da energia, ao contrário dos consumidores. Além deles, destaca-se que os agentes comercializadores podem vir a assumir ambas as posições no mercado.

Além do mais, a necessidade do lastro das operações de venda e consumo de energia elétrica obriga os atuantes do mercado a determinar a priori seu nível futuro de consumo e de capacidade de honrar seus compromissos de venda. A incerteza quanto aos eventos futuros provoca a impossibilidade de perfeita previsão de lastreabilidade dos agentes. Por outro lado, a volatilidade excessiva do setor e os fenômenos de picos de preço contribuem para os erros



de expectativas dos agentes, expondo-os a um risco muitas vezes inibitório. Por esse motivo se faz necessária à adoção de algum instrumento de proteção dos agentes a exposição ao preço de mercado.

No caso dos consumidores de energia, a mais simples das estratégias a ser adotada é a sobre contratação de energia, porém tal estratégia só se torna atraente se os preços da geração elétrica forem suficientemente baixos.

Por conseguinte, o uso de contratos de derivativos específicos para o setor elétrico pode ser uma estratégia alternativa mais eficiente na tentativa de mitigar os riscos inerentes ao setor. A extensa pesquisa realizada sobre tais instrumentos e suas especificidades pode favorecer o fornecimento de ferramentas de previsão do comportamento dos preços elétricos mais elaboradas e promissoras.

Em essência, as potencialidades do uso de derivativos podem ser destacadas pela possibilidade deste atuar como mecanismo de *hedge* aos participantes do mercado e como instrumento de valoração de contratos.

Como *hedge* o derivativo aumenta as possibilidades disponíveis aos agentes para formularem suas carteiras de ativos ao acrescentar um instrumento de mitigação de risco específica de preço (*hedge* de preço), como opções de compra e de venda do ativo, protegendo sua exposição futura a variações do preço e garantindo maior estabilidade aos seus fluxos financeiros.

Como instrumento de valoração os derivativos podem representar uma ferramenta de vital importância para os comercializadores de energia. Uma vez que sua atividade exige a determinação de valores que sejam ao mesmo tempo viáveis à atração de consumidores para seu quadro de clientes e responsáveis no sentido de permitir a cobertura de sua exposição e seu equilíbrio econômico financeiro.

Entretanto, a aplicação desses instrumentos, principalmente como instrumento de hedge, pode ser muitas vezes impraticável. O acesso dos agentes a esta alternativa de controle ao risco depende fundamentalmente da liquidez e do nível de padronização dos contratos do mercado, que, por sua vez, estão diretamente relacionados à adoção e evolução do próprio mercado de derivativos elétrico.

A necessidade, por parte de vários instrumentos de derivativos, da existência de um mercado futuro estabelecido restringe sua utilização principalmente em mercado elétricos, tanto por sua reestruturação recente quanto pela dificuldade de estabelecimento de mercados futuros em modelos de gestão centralizados de minimização do custo operacional, como o adotado pelo Brasil.

Um exemplo da existência deste entrave foi o fracasso da tentativa fracassada de criação de um mercado organizado de negociação da energia elétrica brasileira. Entre agosto de 2005 e maio de 2006, realizaram-se na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro (BVRJ) leilões de curto prazo de energia elétrica que visavam à estruturação de um ambiente de negociação organizado que possibilitaria a existência de mercados futuros e de derivativos para o setor. Porém estas transações não obtiveram adesão significativa dos agentes, ocasionando insuficiência de liquidez, o que forçou a suspensão destas atividades.

Conjeturar a possibilidade de criação de um instrumento padronizado de derivativos pode ser encarado, então, como um objetivo muito distante. Por este motivo os instrumentos de balcão, principalmente no caso brasileiro, são fundamentais ao desenvolvimento desse mercado de controle de risco principalmente na sua fase inicial. Neste contexto, a utilização destes instrumentos na formulação de contratos bilaterais é central ao seu desenvolvimento, pois o comportamento errático do preço do ativo e o estado precoce da utilização de instrumentos de *hedge* impossibilitam a padronização dos derivativos.

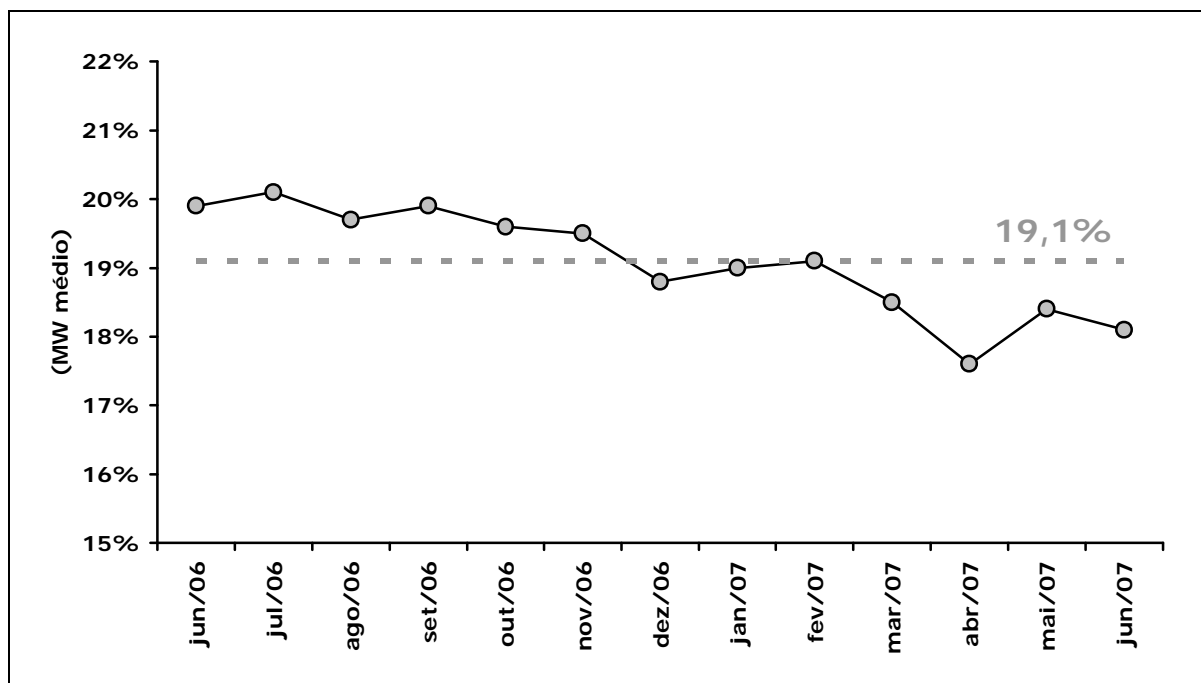
Sob tal cenário os comercializadores de energia elétrica assumem um papel de destaque. Para a formulação de um contrato é necessário que existam partes dispostas a assumir posições contrárias quanto à transação do ativo. Uma parte deve desejar sua obtenção enquanto a outra deve estar disposta a abrir mão desta. No caso de derivativos não é diferente.

Como já vimos, no setor elétrico os distribuidores e consumidores livres assumem o papel de compradores da energia, possuindo uma posição natural a descoberto (*short position*) em relação à eletricidade, enquanto os geradores, ao contrário, possuem a energia e estão dispostos a vendê-la (posição coberta, *long position*). E é neste fato que a situação dos comercializadores é destacada.

Por atuar em ambas as pontas da negociação, assumindo tanto o papel de demandante quanto de fornecedor de energia, reside nos comercializadores o mais natural ponto de partida a procura de inovações que permitam o controle do risco de exposição ao preço e o desenvolvimento dos atributos a serem aplicados em contratos de energia elétrica.

Além disso, sua razão social representa o próprio papel de formular os contratos que permita o encontro entre os ofertantes e demandantes do ACL, ambiente este que devido a maior possibilidade de flexibilidade e dinamismo na formulação dos contratos, é naturalmente o *locus* de desenvolvimento dessas inovações contratuais. Em termos quantitativos, este mercado potencial para a utilização de instrumentos de derivativos representa por volta de um quinto do total da energia transacionada no mercado elétrico brasileiro, como pode ser visto no gráfico abaixo.

**Figura 7. Participação do consumo dos clientes livres na energia liquidada pela CCEE.**



Fonte: Adaptado de Fábio Zanfelice, CPFL Energia.

Não obstante, conforme observado no próprio mercado brasileiro, estes agentes, em sua maioria, já adotam distintos instrumentos de derivativos na formulação dos contratos do setor. Enquanto o PLD, acrescido de uma margem, muitas vezes fornece a referência ao preço de curto prazo aos contratos, sua utilização como referência a contratos de longo prazo é dificilmente adotada, pois o resultado derivado diretamente da previsão fornecida pelos modelos de gerenciamento do setor elétrico brasileiro (NEWAVE e DECOMP) não conseguem incorporar a volatilidade excessiva e os fenômenos de picos de preço presentes no setor elétrico.

Por este motivo as decisões de longo prazo necessitam de uma análise de comportamento de preço que forneça uma expectativa de preço futuro para a formulação de contratos no setor e a possibilidade de utilização de cláusulas baseadas em derivativos. A utilização de mecanismos de precificação de futuros e derivativos compõe então a estrutura dos contratos deste tipo formulados pelos agentes do setor.

Contudo, a determinação dos valores dos instrumentos de derivativos, como qualquer outra ciência baseada na previsão, encontra diversos percalços e empecilhos. Como a precificação do derivativo se dá ex-ante a concretização da negociação, é de suma importância que o método de previsão adotado transmita as características específicas do ativo original e valore o retorno adequado à utilização do derivativo.

Por essa razão é essencial o estudo do caso específico brasileiro, do comportamento dos preços de energia elétrica, da volatilidade do preço da energia, da impossibilidade de formulação de curvas futuras de preços por meio das práticas usuais do setor financeiro, e finalmente, dos próprios mecanismos de precificação de derivativos existentes e utilizados no mercado financeiro, para que, expostas suas limitações e virtudes possamos fornecer um parecer quanto a sua mais consciente aplicação ao setor elétrico.

### **CAPÍTULO 3. COMPORTAMENTO DO PREÇO DA ELETRICIDADE:**

O comportamento do preço da eletricidade por muitas vezes é considerado errático devido ao grande conjunto de fatores que o influenciam. Como é essencial para a formulação de um contrato de derivativo o conhecimento sobre o seu produto originário, que neste caso é a proxy do preço de eletricidade de curto prazo brasileiro representado pelo PLD, este capítulo visa identificar as principais fontes de influência sobre o preço da eletricidade de curto prazo brasileiro, além das principais características apresentadas por sua distribuição.

Inicialmente podemos citar que dentre as propriedades físicas da eletricidade a não estocabilidade da energia elétrica pode ser classificada como seu principal atributo, e provoca sua caracterização como um fluxo (Bicalho, 2005). A impossibilidade de estocagem provoca, em uma análise mais específica, que um elétron em uma via de distribuição seja um produto diferenciado se comparado a outro elétron em qualquer outro momento. Essa diferenciação temporal provoca a necessidade de considerar a eletricidade como uma commodity especial e que deve ser observada de forma diferenciada em relação aos outros ativos econômicos.

Porém, não é apenas a propriedade de não estocabilidade que determina o comportamento do preço de eletricidade, pois a complexidade do setor elétrico também exibe influência significativa. É importante ressaltar que diversas outras propriedades particulares surgem da análise do comportamento de sua demanda e da estrutura de sua oferta. Ademais, a própria presença de volatilidade e picos de preço comuns em mercados elétricos pode ser indicada como essenciais à análise do comportamento do preço de eletricidade.

Diante da complexidade evidente desta atividade, este capítulo então apresenta as propriedades mais evidentes pertencentes a demanda, oferta e preços, a fim de aprofundar o estudo do próprio comportamento do preço da energia elétrica spot do mercado brasileiro.

### 3.1 Volatilidade e picos de preço:

A não estocabilidade do produto faz com que o mercado elétrico seja sempre um mercado futuro. Conseqüentemente, o mercado elétrico é um mercado de um produto virtual composto por promessas de compra e de venda. Assim, sempre existe uma lacuna a ser preenchida entre a contratação e a realização do consumo e da produção, entre uma demanda ex-ante e a demanda efetivamente realizada ex-post. Considerando que tal lacuna é preenchida pelas expectativas, essa relação entre o presente e o futuro faz com que as expectativas sejam bastante ariscas nesse mercado. Tal volatilidade resultante das expectativas acaba se refletindo na volatilidade de preços, que se apresenta bastante elevada no mercado elétrico. (Bicalho, 2003, pág. 4).

Ademais, a formação de expectativas dos agentes que atuam no mercado elétrico é dificultada pela complexidade do setor, caracterizada pela forte interdependência existente entre as ações e decisões dos agentes econômicos presentes em um mesmo sistema elétrico. Expectativas quanto à formação de preço podem ilustrar satisfatoriamente a variabilidade das condições sob as quais as decisões dos agentes são tomadas.

Como citado no primeiro capítulo, o preço da energia de curto prazo é derivado essencialmente das decisões de despacho determinadas pelo custo marginal de operação. Deste modo, no mercado elétrico a volatilidade do preço é derivada essencialmente da volatilidade do “custo marginal de oportunidade”, isto é, o custo da utilização de mais uma unidade de energia hidrelétrica pode significar no período seguinte a necessidade de utilização de uma energia mais cara, como, por exemplo, a termoelétrica. Assim, mesmo que, na verdade, o custo marginal de produção de mais energia hidrelétrica não se altere, o custo de oportunidade de utilização cresce com a diminuição do estoque de água disponível, uma vez

que esta água poderia ser utilizada num período seguinte, quando houvesse maior escassez do recurso.

Ao ser ampliada à análise em termos de custo de oportunidade, o custo marginal do setor elétrico sofre influência de fatores climáticos, humanos e/ou incertos, melhor detalhados na seqüência do capítulo. Tais fatores agravam a volatilidade das expectativas dos agentes ocasionando, a já descrita, volatilidade de preço elevada presente nesse mercado.

Além da volatilidade elevada, outra característica observada nos mercados mundiais no preço de energia de curto prazo é a freqüente ocorrência de picos súbitos e temporários de preço, que pode ser explicada, entre outras causas, pela própria estrutura do setor.

Os picos de preço diferem-se das flutuações (como a sazonalidade, que será descrita na próxima seção) por sua duração (não uniforme), transitoriedade (geralmente é seguido um movimento de retração e retorno a proximidade do nível original de preço) e pela aleatoriedade de sua origem. Sua ocorrência é uma das principais causas de exposição a risco dos agentes que negociam no setor elétrico e podem ser igualmente explicadas pela própria estrutura do mercado elétrico brasileiro.

A análise da FCI, conforme explicado no primeiro capítulo, determina que os despachos de geração sigam uma regra onde se ordenam as unidades de geração de acordo com seu custo marginal. A diversidade de custos de construção e operação das diversas tecnologias, então, provoca regiões de sensibilidades diferenciadas do custo marginal à variação da demanda, originando a função de custo descontínua, crescente e em formato de degrau exemplificada no primeiro capítulo, na segunda figura.

Nesse sentido, variações de demanda que atinjam tecnologias diferenciadas são capazes de provocar mudanças muito significativas ao CMO. Portanto, mesmo pequenas variações nas condições de oferta e demanda de energia podem ocasionar elevadas alterações de nível de custo marginal, se provocarem mudança de patamares de tecnologias, e



conseqüentemente podem se refletir no mercado por meio do aparecimento de picos de preço de energia elétrica.

Vale ressaltar que no mercado brasileiro não é necessário que se atinja o ponto de mudança tecnológica para que os efeitos dos choques sejam sentidos na variação de preço. Pois o preço de liquidação de diferenças considera a possibilidade de utilização futura de usinas e a escassez de energia. Sua formação depende do ‘custo marginal de oportunidade’ e, portanto uma mudança de demanda, mesmo que não atinja um ponto de mudança de patamares, influencia a valoração do preço com o intuito de provocar um encargo ao sistema para proteger-se de futuras utilizações de usinas de custo marginal superior.

É relevante destacar ainda que as origens da volatilidade e dos picos na variação do preço de energia sofrem influência de diversos fatores além dos mencionados, porém é possível afirmar que estruturalmente os mecanismos descritos acima e as características ressaltadas na próxima seção são suficientes para justificar a existência desses fenômenos não como imperfeições do mercado, mas como características integrantes do próprio funcionamento do mercado de eletricidade.

### **3.2 Características da Formação do Preço de Eletricidade de Curto Prazo no Brasil:**

O preço de curto prazo brasileiro (PLD), conforme citado anteriormente, é determinado por um processo estocástico. Sua determinação é alicerçada essencialmente em um tripé de determinação correspondente a dependência em relação às condições de demanda, as condições de oferta e a afluência futura.

- **Demanda:**

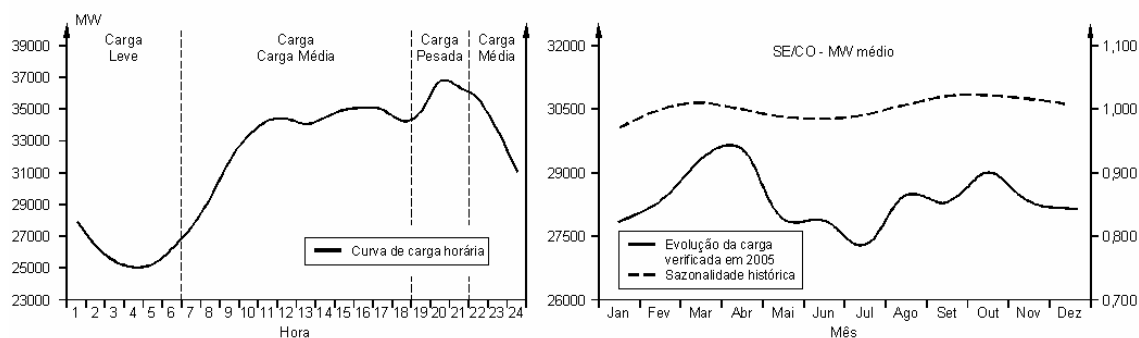
Recorrentemente, a análise das variações no consumo final de energia fornece evidências quanto à presença de dois componentes primários da demanda por energia elétrica: um componente de tendência e outro componente de flutuação.

A tendência de crescimento da demanda é, em suma, ocasionada pelo crescimento da economia ou pela modificação dos padrões de consumo, em geral, apresentando-se como um movimento de longo prazo e gradual. Um segundo fator representado pelo preço, usualmente de influência mais significativa nos mercados de commodities, apresenta uma peculiaridade no mercado elétrico. De maneira geral, variações de preço não ocasionam mudanças significativas na demanda por eletricidade no país como um todo no curto prazo. Essa inelasticidade da demanda em relação ao preço é ainda mais significativa no caso do consumidor residencial, pois no caso do setor industrial, o fato da eletricidade atuar como insumo para a decisão de produção confere a variações de preço uma influência mais forte sobre os processos produtivos a serem adotados, principalmente no médio e longo prazo. Os componentes de tendência são, então, responsáveis pela presença das variações mais duradouras na demanda por energia elétrica.

Por outro lado, existe também o componente de flutuação, cuja característica principal é a presença de uma maior volatilidade em um horizonte menor de tempo se comparado as variáveis de tendência. Sua observação pode ser destacada principalmente na análise de flutuações diárias e anuais de carga.

As flutuações diárias da demanda de energia elétrica ocorrem devido a horários de maior intensidade do uso da energia elétrica ao longo do dia (figura 1, lado esquerdo). Tal atributo reflete-se diretamente na adoção pelo mercado elétrico atacadista nacional de três níveis de patamares de carga (leve, média e pesada).

**Figura 8. Lado esquerdo: flutuação da curva de carga diária. Lado direito: representação da sazonalidade histórica e da carga verificada anual (2005).**



Fonte: Adaptado da ONS.

Variações sazonais são flutuações que se repetem periodicamente, acompanhando um padrão temporal. A demanda por eletricidade apresenta claramente um componente sazonal anual (figura 8, lado direito) sujeito as condições climáticas, usualmente referentes a níveis de temperatura que influenciam o uso de equipamentos eletro-intensivos.

A determinação do PLD, então, faz referência às condições futuras de demanda essencialmente por meio das projeções efetuadas pela EPE anualmente. Conforme descrito no plano decenal (2007-2016), a elasticidade-renda do consumo final de energia mesmo apresentando elevada volatilidade possui um nível diretamente relacionado à taxa de crescimento do produto interno bruto. Neste sentido, mesmo ao supormos a elasticidade preço baixa, a influência do nível de atividade econômica fornece o componente de tendência necessário à projeção futura da demanda por energia elétrica.

- **Oferta:**

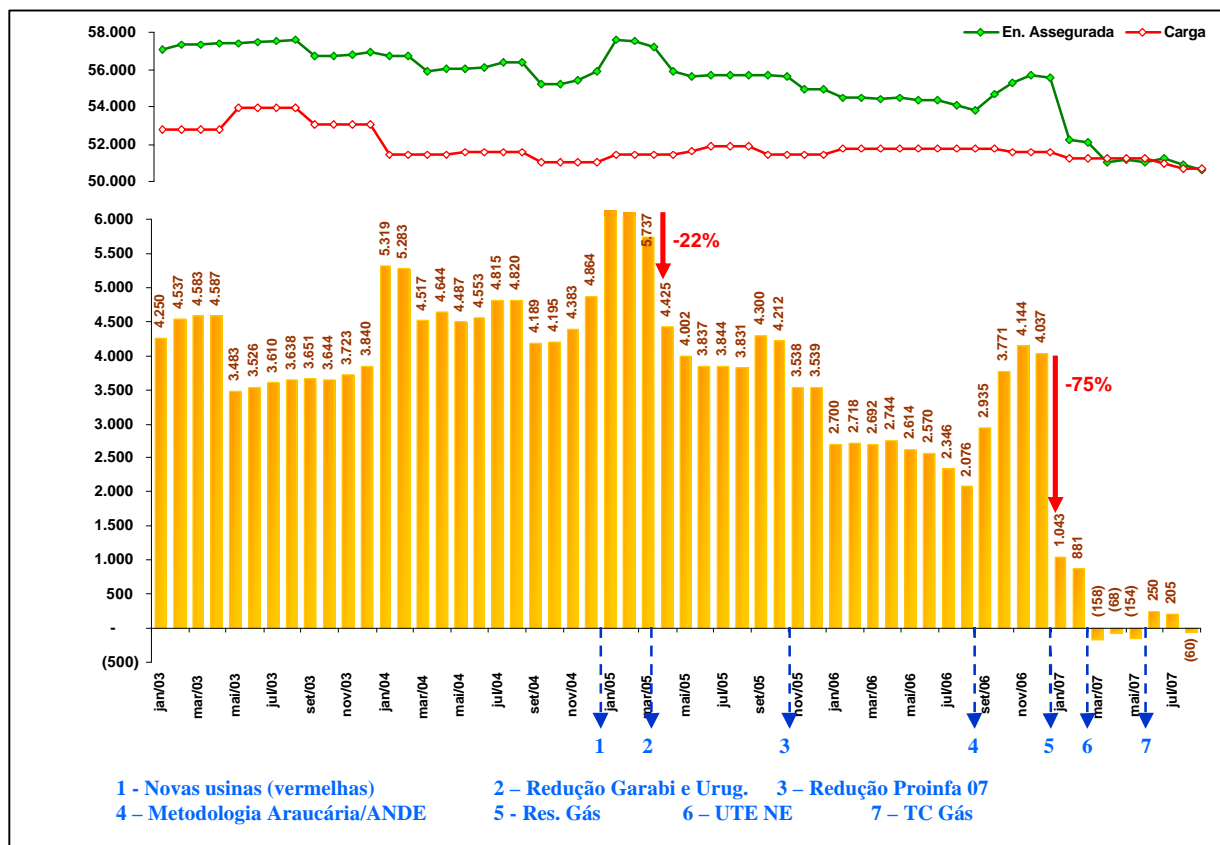
A variação de oferta, ou mais especificamente de capacidade instalada, de produção de energia no Brasil é influenciada por meio de incentivos a novos investimentos de geração, e é alterada através do processo de construção e operação destes novos empreendimentos, que

envolvem, entre outras etapas, a licitação ambiental, a concessão e a própria construção do empreendimento<sup>17</sup>.

O modelo elétrico brasileiro procura fornecer a segurança necessária ao ambiente econômico de reprodução da geração elétrica. Os incentivos econômicos aos investimentos de incremento de capacidade instalada são incorporados pelo sistema por meio da formação, por meio dos leilões no ACR<sup>18</sup>, de contratos que garantem a venda da energia das usinas a serem construídas por períodos de 15 a 35 anos.

O balanço entre oferta de demanda de energia elétrica no setor elétrico nacional é refletido na figura 2.

**Figura 9. Balanço oferta x demanda mês a mês para o ano de 2007.**



17 No Brasil, contudo, há frequentemente mudanças imprevistas que surgem ex post nos âmbitos ambientais, jurídicos e mesmo econômicos que aumentam o risco do empreendimento.

18 Vale ressaltar que a demanda dos agentes integrantes do ACL não fornecem incentivos diretos ao aumento de capacidade instalada por não se incluírem neste sistema de leilão de energia, fornecendo apenas incentivos de curto prazo a geração de energia. Tal fato pode levar a um subincentivo no processo de novos investimentos.

Fonte: Adaptado de Fábio Zanfelice, CPFL energia. Dados: informações do programa mensal de operações (PMO, ONS).

Em sua parte superior são apresentadas as condições de demanda e oferta de energia, representadas respectivamente pela curva de carga e de energia assegurada do setor elétrico brasileiro. Enquanto isso, a parte inferior apresenta os saldos mês a mês resultantes do confronto entre estas curvas. Valores menores que zero significam que o país consome mais energia do que é capaz de produzir no mês, o que só é possível pela existência de um excedente em energia armazenado principalmente nos reservatórios hidráulicos do sistema.

É visível que a volatilidade do saldo de energia armazenada, a partir de 2004, devido ao comportamento regular da carga é derivada principalmente das variações dos valores da energia assegurada no sistema. Porém, o fato mais agravante observável pelas informações descritas em azul na parte inferior do gráfico é que as maiores variações de energia assegurada estão relacionadas a decisões institucionais de exclusão de capacidade instalada provenientes de erros de expectativa e problemas constatados em unidades geradoras já estabelecidas no SIN.

- **Afluência:**

Além da capacidade de produção e nível de demanda por energia, um terceiro fator representado pela energia natural afluenta completa o tripé que dá forma aos principais determinantes do preço de curto prazo brasileiro.

Pelo fato da geração de energia elétrica no Brasil, conforme anteriormente descrito, ser predominantemente hidráulica as condições de oferta necessariamente consideram o nível da energia armazenada no SIN.

Conforme sabemos, o processo de formação do preço de curto prazo brasileiro está diretamente relacionado à formação do custo marginal de utilização da água no SIN. Nesse

processo, o custo de utilização de hidroelétricas na geração de energia cresceria até atingir o custo da primeira térmica a ser despachada. Dessa forma, a adição de mais disponibilidade de energia de fonte hidráulica exerce sobre o preço uma influência muito significativa. A volatilidade, então, da energia armazenada resultante da energia natural afluenta surge como um dos principais determinantes do custo da água e conseqüentemente da função de custo futuro de sistemas hidrotérmicos baseados em programação dual estocástica.

### **3.2.1 Análise da Influência do Tripé de Características sobre o Preço da Eletricidade:**

Novamente retornando ao que foi explanado no primeiro capítulo, o PLD é resultado direto da otimização realizada por meio dos programas Newave e Decomp. Para o primeiro, o período de tempo de análise corresponde a cinco anos, o que traz um agravante às decisões de longo prazo ao analisarmos a formulação da projeção de demanda.

A demanda projetada no programa Newave segue como base os resultados obtidos pela EPE, porém, as revisões periódicas anuais desta previsão podem comprometer os resultados obtidos pelo programa para períodos de análise superior ao ano vigente das projeções. Ainda assim, é notório que dentre todas as variáveis de influência sobre o preço a demanda é uma das melhor ‘comportadas’ ao analisarmos o sistema como um todo.

Entretanto, esse bom comportamento não é seguido pelas duas outras variáveis integrantes deste tripé determinativo do preço. Tanto a capacidade instalada assegurada quanto a afluência possuem significativas variações provindas de origens distintas.

Na ausência de erros de expectativas, o horizonte mínimo da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro seria consistentemente previsível para um período mínimo de três anos no futuro (para geração térmica e cinco anos para geração hidráulica) pelo fato das novas instalações serem previamente negociadas por meio de leilões de energia do ACR. Apenas

uma pequena parcela permitida de aumentos de capacidade autônomos poderia fornecer um coeficiente de instabilidade ao nível de oferta realizado.

Porém, a situação encontrada no mercado brasileiro é significativamente diferente desta descrita acima. Conforme apresentado na figura 9, modificações dos valores previstos de geração de usinas já instaladas não é um acontecimento suficientemente raro para ser ignorado. Como exemplo mais expressivo, podemos destacar o resultado da decisão de retirada do sistema interligado das usinas térmicas pertencentes à Petrobrás no início de 2007, que foram os principais responsáveis por uma queda significativa de 75% sobre o montante de energia potencial sobressalente do sistema brasileiro. Além disso, modificações de capacidades de projetos já aprovados e restrições jurídicas e ambientais as suas instalações não são também fatos incomuns ao setor elétrico brasileiro, como no exemplo da usina de Belo Monte.

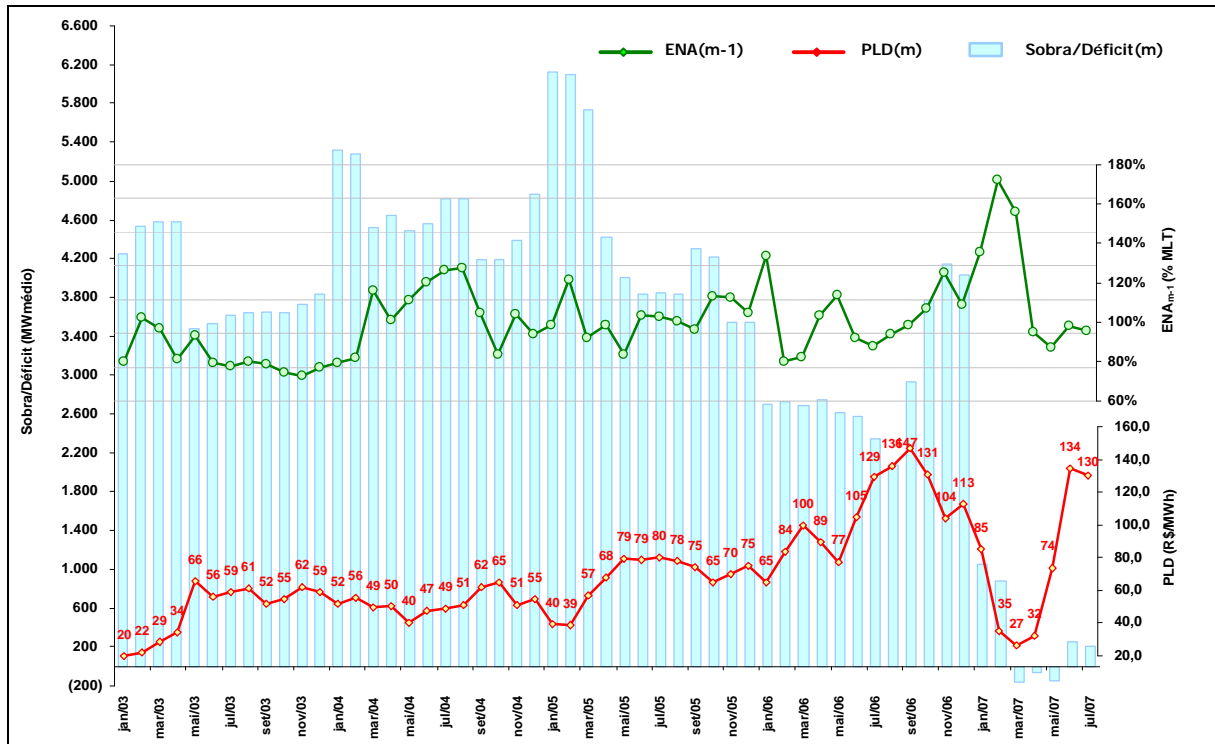
A afluência, por sua vez, é uma propriedade derivada da natureza e, na mais essencial forma, é o fator que garante a incerteza do processo de determinação de preço da eletricidade. O Newave no processo de formação do CMO, utiliza uma extrapolação da afluência a fim de determinar os níveis de afluência futura. Uma árvore de possibilidades de afluência é determinada com esta finalidade para a determinação do custo marginal mês a mês no intervalo de tempo de cinco anos de projeção.

Esta variável usualmente apresenta características de sazonalidade bem definidas e refletidas nos períodos secos e úmidos encontrados ao longo do ano. Além disso, pelo fato do Brasil ser um país continental, seus subsistemas possuem períodos úmidos (e secos) não coincidentes, conferindo uma diversificação natural à afluência encontrada no território nacional.

Entretanto, apesar das características sazonais anuais, ao considerarmos períodos mais curtos de tempo, a afluência é muitas vezes imprevisível. Mesmo ao longo dos períodos

úmidos (ou secos), a distribuição das chuvas muitas vezes é errática, o que impossibilita inferir valores a previsões semanais dessa energia natural afluenta.

**Figura 10. Influência do saldo de energia assegurada e da energia natural afluenta no nível do PLD.**



Fonte: Adaptado de Fábio Zanfelice, CPFL energia. Dados: informações do programa mensal de operações (PMO, NOS) e do PLD (CCEE).

Conforme já observamos na figura 9, o saldo de energia assegurada versus carga demandada sofreu uma forte retração no início do ano de 2007 resultante principalmente das condições de capacidade de geração do sistema. Porém, a análise conjunta desta com a variação do PLD (figura 10) pode nos fornecer uma conclusão ainda mais significativa quanto à determinação deste no setor elétrico brasileiro. Contra intuitivamente, apesar de uma queda significativa do saldo de energia elétrica do sistema brasileiro, o PLD também enfrentou uma queda significativa.

Apesar do resultado, à primeira vista, parecer estranho existe uma explicação razoável para este acontecimento. O Newave apresenta uma forte correlação inversa entre o CMO e a



energia assegurada principalmente para o longo prazo, ou seja, os resultados obtidos pelo programa para horizontes de tempo mais longo estão intimamente relacionados à energia assegurada do sistema, o que indicaria uma relação inversa entre os movimentos das variáveis, ao contrário do observado.

Porém, este resultado adverso pode ser explicado justamente pela outra variável destacada anteriormente, a energia natural afluyente. Apesar da correlação de longo prazo influenciar a curva de custo futuro, o verdadeiro resultado do PLD é obtido somente após a otimização de curto prazo (Newave e Decomp), e esta que seria responsável por tal comportamento do preço. A curto prazo, o efeito da energia natural afluyente é inversamente relacionado ao PLD e pode sobrepujar os efeitos da energia assegurada do sistema.

Ao observarmos novamente a figura 10, comprovamos a existência de fortes indícios que corroboram a afirmação de que a variação da energia natural afluyente apresenta um efeito que sobrepuja o efeito da variação do saldo da energia assegurada sobre o valor final do PLD. Ao longo de todo o gráfico, as variações do PLD e da energia natural afluyente apresentam direções em sua maioria opostas e de amplitude semelhante, o que é mais evidente ainda no período citado do início do ano de 2007.

Consequentemente, os resultados de longo prazo do Newave potencialmente não se apresentam como um bom determinante do nível do CMO e consequentemente do PLD, resultado direto da forte correlação inversa deste – PLD e CMO – com a afluência de água no sistema hidráulico nacional no curto prazo.

### **3.3 Comportamento do Preço da Eletricidade:**

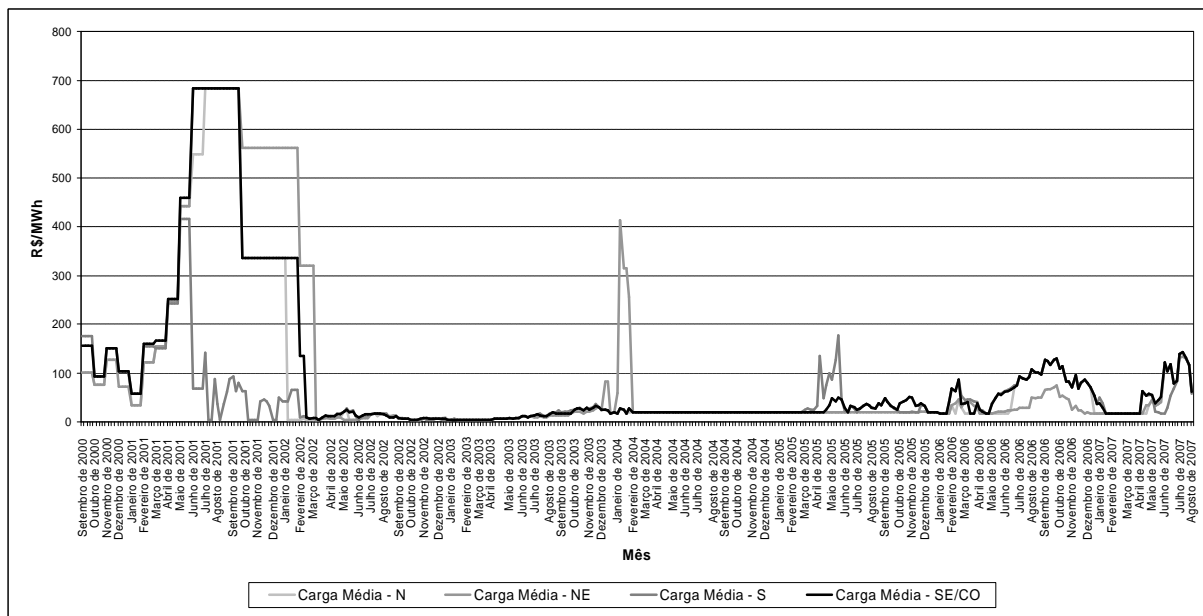
Conforme ressaltado anteriormente, os preços da energia elétrica de curto prazo apresentam características que justificam a preocupação com a exposição dos agentes atuantes

nesses mercados. As complexidades citadas da demanda e da oferta de energia e as causas estruturais da presença de volatilidade e picos de preço provocam um comportamento errôneo dos preços de eletricidade que exige a formulação de instrumentos de gerenciamento para auxiliar a tomada de decisões deste setor.

O processo de obtenção do preço spot de energia elétrica a partir do CMO no Brasil foi mostrada no capítulo 1. Seguindo o desenvolvimento da dissertação, após numa breve análise dos componentes que determinam o PLD, partimos para uma análise descritiva deste, formulada na seqüência deste capítulo, com o intuito de identificar as propriedades do preço da energia brasileiro.

Como ponto de partida, apresentamos o gráfico do histórico do PLD (figura 11) para os quatro subsistemas brasileiros integrantes do SIN no período entre setembro de 2001 e agosto de 2007.

**Figura 11. Histórico de preços da eletricidade no mercado atacadista. PLD - carga média.**



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE.

Pode-se observar no gráfico que, por diversas vezes, o PLD apresenta um nível baixo. No período de fevereiro de 2004 a fevereiro de 2005, isso fica ainda mais evidente pelo fato

do preço das sub-regiões permanecerem constantes, apesar do CMO não ser necessariamente constante nesse período. Isso é possível devido à existência de um patamar mínimo do PLD estipulado pela legislação vigente.

Além disso, é manifesta a presença de picos de preço no gráfico apresentado. No subsistema Nordeste, por exemplo, apenas durante as primeiras semanas de 2004 o preço da energia elétrica variou significativamente. Entre a última semana de 2003 e a primeira de 2004 o preço de 18,45 MWh/R\$ sofreu uma elevação de 215%, enquanto que na semana seguinte elevou-se mais bruscamente atingindo 608% do preço anterior. Por outro lado, em apenas três semanas o preço do MWh retornou ao nível original ao atingir 18,44 MW/R\$.

Ao citarmos a legislação, acrescentamos uma nova causa à variação observada do PLD não exclusiva das características do mercado de energia elétrica. A alteração das legislações vigentes exerceu forte influência no cálculo do PLD, tanto na periodicidade quanto na forma de otimização do CMO, conforme explicitado na tabela 1.

**Tabela 2. Etapas do cálculo do preço de liquidação das diferenças.**

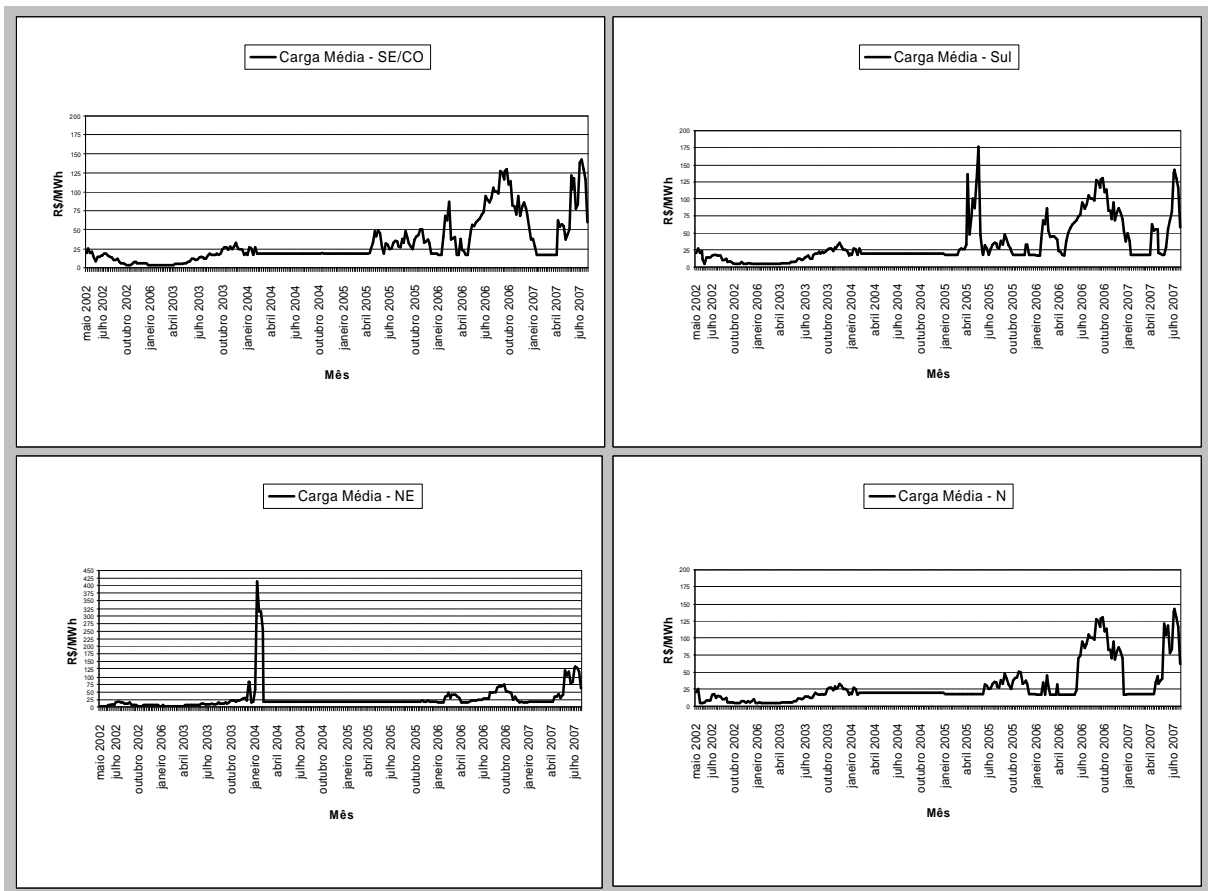
<b>Abrangência</b>	<b>Caracterização</b>
Setembro de 2000 a Maio de 2001	Base mensal, por patamar de carga. Calculado pelo Modelo Newave e Ofício SRG/ANEEL n°. 96/2000.
Junho de 2001	Base mensal, por patamar de carga. Calculado pelo Modelo Newave/Newdesp para os submercados Norte e Sul, fora do racionamento e Ofício ANEEL n°. 116/2002. Para os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste em racionamento, adotado custo de déficit R\$684,00 R\$/MWh.
Julho de 2001 a Janeiro de 2002	Base semanal. Determinado de acordo com procedimentos estabelecidos pela GCE.
Fevereiro a Abril de 2002	Base semanal. Calculado pelos Modelos Newave/Newdesp com revisões semanais.
Maio de 2002 em diante	Base semanal. Calculado pelos Modelos Newave/Decomp.

Fonte: Adaptado do CCEE.

O estabelecimento do mercado atacadista de eletricidade exigiu um progressivo desenvolvimento no formato de cálculo do PLD até que fosse atingido o modelo atual, detalhado no primeiro capítulo. Somado a isso, o país enfrentou um conturbado período de racionamento de energia elétrica entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, tal situação resultou em uma intervenção direta do governo na determinação do preço da energia elétrica.

Pelo fato de variações de legislações adicionarem um componente de instabilidade ao preço, não seria aconselhável considerar todo o período disponível para a análise dos verdadeiros componentes do preço de eletricidade. Assim, faz-se necessário realizarmos um corte na série disponível para evitar este problema.

**Figura 12. Período escolhido para a análise do comportamento do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média. Maio de 2002 a julho de 2007.**



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE.

Obs.: A sub-região NE apresenta-se com escala vertical dobrada.

Este período escolhido, apresentado na figura 12, foi determinado, então, de forma a excluir a clara instabilidade legislativa do período de setembro de 2000 a abril de 2002, resultado do processo de estabelecimento do mercado atacadista de energia elétrica e da crise energética.

Ao avaliarmos o gráfico, fica evidente o comportamento similar do PLD nas diversas sub-regiões do Brasil. Porém, a limitação das interconexões entre regiões impede a convergência dos preços de eletricidade no país, assim, mesmo na presença de subsistemas com abundância energética, e conseqüente nível baixo do CMO, a transferência do excedente para subsistemas com insuficiência de oferta de energia elétrica pode não ser possível.

Diversas propriedades podem ser apontadas de forma a caracterizar esta série temporal. Na seqüência apresentaremos algumas das principais destas propriedades, ressaltando as que possuam algum tipo de referência aos modelos utilizados em precificação de derivativos e determinação da volatilidade de ativos financeiros.

### 3.3.1 Estatísticas Descritivas:

Na tabela 2 apresentamos as estatísticas descritivas da série de preços brasileiros.

**Tabela 3. Estatísticas descritivas da série de preço spot de energia elétrica para o nível de carga média.**

<b>Subsistema</b> <b>Estatística</b>	<b>Sudeste</b> <b>Centro-Oeste</b>	<b>Sul</b>	<b>Nordeste</b>	<b>Norte</b>
Tamanho da amostra	277	277	277	277
Média	32,00	32,70	27,02	28,63
Desvio Padrão	30,22	31,96	42,50	29,69
Variância	913,28	1021,26	1806,20	881,74
Curtose	5,61	6,15	43,84	6,84
Assimetria	1,81	1,88	5,86	2,15
Máximo	142,14	177,04	412,83	142,14
Mínimo	4	4	4	4

Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE. Obs.: Curtose da distribuição normal é 3.

Em praticamente todos os submercados o desvio padrão atinge níveis próximos ao valor da média. O desvio padrão é uma das mais comuns medidas de dispersão estatística e mede quão separado estão os valores da distribuição da série. Por sua vez, o coeficiente de variação é a medida de dispersão adimensional da função de probabilidade definido como a divisão entre o desvio padrão e a média. Por conseguinte, ao observarmos a distribuição de preços principalmente dos subsistemas SE/CO, S e N, o coeficiente de variação atinge valores próximos à unidade, aproximando-os do valor do coeficiente obtido por uma distribuição exponencial.

Os coeficientes de assimetria acima de zero indicam uma assimetria positiva das séries, ou seja, a cauda direita é mais longa o que é ocasionado por uma maior quantidade de dados na cauda direita do que o esperado em uma distribuição normal. Enquanto isso, o coeficiente de achatamento representado pela curtose nos fornece conclusões similares quanto à análise dos submercados. Tanto os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte apresentam curtose acima do nível da distribuição normal, porém destaca-se o valor elevado atingido pela curtose do subsistema Nordeste. A elevada curtose significa que uma maior parcela da variância é causada por desvios não-freqüentes extremos da série e, nesse caso, é evidência clara da presença de picos de preço esporádicos desta série de dados.

### **3.3.2 Estacionariedade:**

Um processo é dito estacionário se a distribuição de probabilidade é a mesma para todos os tempos e posições da série, ou seja, se oscila ao redor de uma média constante, com uma variância também constante. Por sua vez, “uma das suposições básicas feitas nas análises

de séries temporais é que o processo estocástico gerador dos dados seja um processo estacionário” (Morettin, 2004).

Em vista disso, se faz relevante analisar se a série de PLD do mercado energético brasileiro assume características estacionárias<sup>19</sup>. Elliot G. et al. (1996) ressalta a utilização de alguns testes para este fim que, em suma, utilizam do mesmo mecanismo para obter sinais da estacionariedade da série, um teste de raiz unitária é realizado por meio de um modelo auto-regressivo<sup>20</sup>.

Os testes padrões de verificação da estacionariedade fraca são os testes de Phillips-Perron (PP) (1998), de Dickey-Fuller (DF) e de Dickey-Fuller Ampliado (ADF) (1979)<sup>21</sup>. Na década de 70, D. A. Dickey e W. A. Fuller desenvolveram o teste DF para averiguar a presença de uma raiz unitária por meio de um modelo auto-regressivo de primeira ordem. Uma extensão deste teste é chamada ADF, onde se remove todo o efeito estrutural na série temporal antes de se utilizar o mesmo procedimento de teste.

Os testes de PP e ADF adotam como hipótese nula a existência de raiz unitária e sua rejeição revela que o processo é estacionário. Lamounier (2002) destaca a limitação do teste ADF, pois este se baseia no pressuposto de que os erros sejam não correlacionados e apresentem variância uniforme, pressuposto este não encontrado no teste PP. Por sua vez, o teste PP não possui termos de diferenças defasadas como o ADF, vantajosos nos casos onde o processo auto-regressivo apresenta-se com ordem superior. Por este motivo, adotaremos a utilização de ambos os testes a fim de investigar indícios de que as séries de preço estudadas se comportam como processos estacionários.

---

<sup>19</sup> Apesar de a estacionariedade estrita implicar em uma distribuição conjunta constante no tempo, neste caso nos referimos apenas a estacionariedade fraca que se restringe aos momentos de primeira e segunda ordem, onde a média e autocovariância são constantes.

<sup>20</sup> O modelo auto-regressivo é apresentado em mais detalhes no capítulo seguinte.

<sup>21</sup> Além destes podem ser citados alguns outros testes desenvolvidos para suprir deficiências e especificidades encontradas na identificação da estacionariedade. Entre os exemplos que podemos citar encontram-se o teste de

**Tabela 4. Testes de estacionariedade das séries do PLD.**

		Subsistemas				
		SE/CO	S	NE	N	
Dickey-Fuller Ampliado	Estatística t	-2.921305	-4.096535	-4.049014	-3.178332	
	p-valor	0.0442	0.0012	0.0014	0.0224	
	Valores críticos do teste	1%	-3.453910	-3.453910	-3.454263	-3.454443
		5%	-2.871806	-2.871806	-2.871961	-2.872041
		10%	-2.572313	-2.572313	-2.572396	-2.572439
Defasamento:		0	0	4	6	
Phillips-Perron	Estatística t ajustada	-2.708679	-3.962452	-5.693030	-2.914556	
	p-valor	0.0738	0.0019	0.0000	0.0449	
	Valores críticos do teste	1%	-3.453910	-3.453910	-3.453910	-3.453910
		5%	-2.871806	-2.871806	-2.871806	-2.871806
		10%	-2.572313	-2.572313	-2.572313	-2.572313
Defasamento: (Newey-West usando o núcleo de Barlett)		4	6	11	7	

Fonte: Elaboração Própria. Resultados derivados do programa Eviews. Hipótese nula: série de preços do subsistema possui raiz unitária.

Os resultados obtidos pelo teste ADF atestam que os preços dos subsistemas SE/CO e N rejeitam a hipótese da existência de uma raiz unitária a um nível de confiança de 95%, enquanto no teste PP a 90% e 95% respectivamente. No caso dos subsistemas NE e S este resultado é ainda mais significativo, hipótese nula é rejeitada a um nível de confiança de 99%. A rejeição da hipótese de raiz unitária, então, comprovaria a estacionariedade da série a um nível de confiança superior ou igual a 90% para a série de preços de todos os subsistemas analisados.

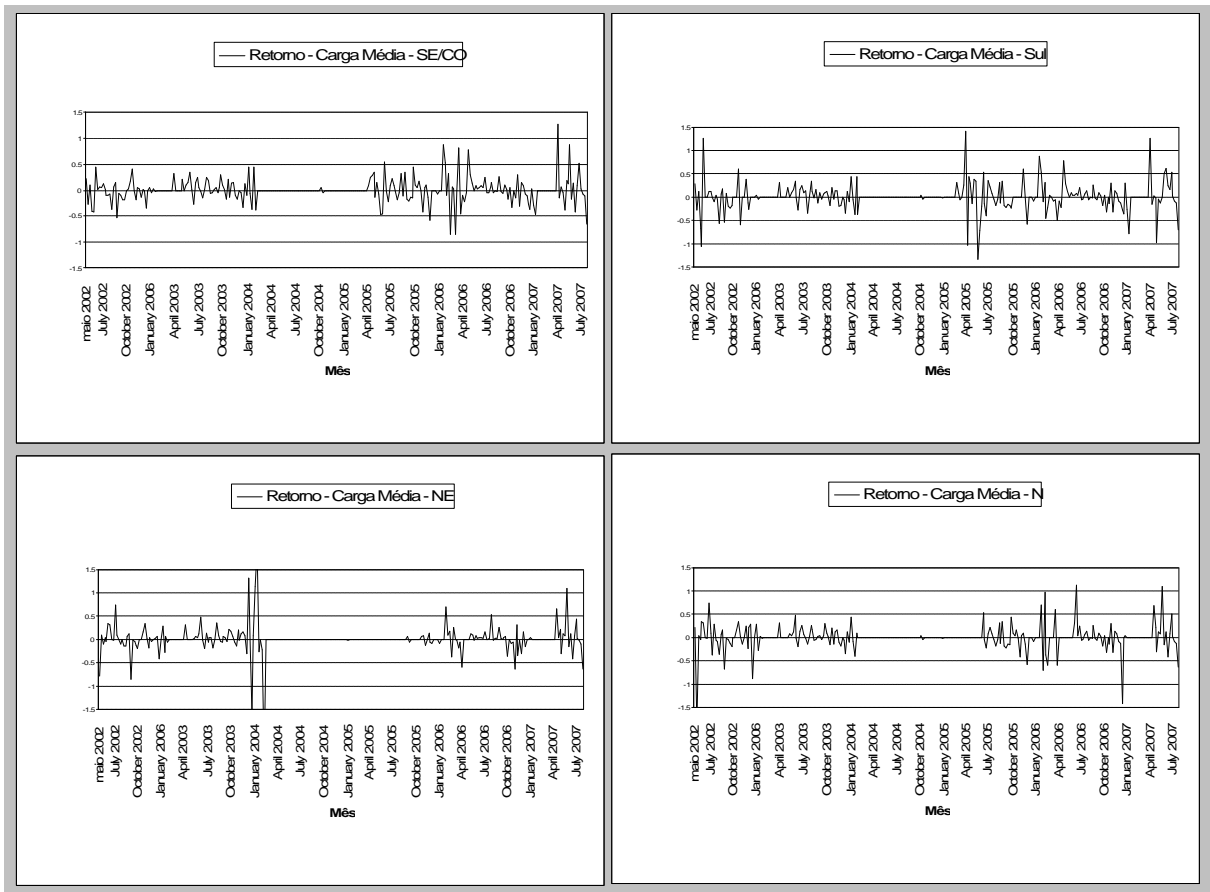
- **Retornos:**

Para suavizar os problemas encontrados de estacionariedade de séries financeiras usualmente “é preferível trabalhar com retornos, que são livres de escala, do que com preços,



pois os primeiros têm propriedades estatísticas mais interessantes (como estacionariedade e ergodicidade)” (Morettin, 2004, p.3).

**Figura 13. Série dos retornos do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média.**



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE.

Ao ignorarmos dividendos e custos de estocagem, o retorno de um ativo é a percentagem recebida pelo investimento de uma unidade monetária em base diária, por exemplo. (Duffie e Gray, 1995, p.40).

Assim, denotando  $P_t$  o preço spot de energia elétrica no instante  $t$ , sob a ausência de dividendos, a variação relativa de preços ou retorno líquido simples do ativo entre  $t$  e  $t-1$  é

definido por:  $R_t = \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}}$ , freqüentemente chamado taxa de retorno. O retorno composto

continuamente ou simplesmente log-retorno do ativo seria então dado por:

$r_t = \log \frac{P_t}{P_{t-1}} = \log P_t - \log P_{t-1}$  (Morettin, 2004). Vale ressaltar que a partir deste momento

adotaremos para este último simplesmente a nomenclatura de retorno.

- **Estacionariedade dos Retornos:**

A figura 13 visualmente mostra indícios de que a série de retornos é estacionária na média. Para comprovar esta afirmação, novamente aplicamos os testes PP e ADF, porém agora sobre a série de retornos do preço spot de energia elétrica. Os resultados dos testes são apontados na tabela 4.

**Tabela 5. Testes de estacionariedade das séries dos retornos do PLD.**

		Subsistemas				
		SE/CO	S	NE	N	
Dickey-Fuller Aumentado	Estatística t		-16.84421	-17.39571	-15.45136	-18.37696
	p-valor		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	Valores críticos do teste	1%	-3.453997	-3.453997	-3.453997	-3.453997
		5%	-2.871845	-2.871845	-2.871845	-2.871845
		10%	-2.572334	-2.572334	-2.572334	-2.572334
Defasamento:		0	0	0	0	
Phillips-Perron	Estatística t ajustada		-16.90618	-17.97424	-17.81271	-18.38704
	p-valor		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	Valores críticos do teste	1%	-3.453997	-3.453997	-3.453997	-3.453997
		5%	-2.871845	-2.871845	-2.871845	-2.871845
		10%	-2.572334	-2.572334	-2.572334	-2.572334
Defasamento: (Newey-West usando o núcleo de Barlett)		7	10	30	2	

Fonte: Elaboração Própria. Resultados derivados do programa Eviews. Hipótese nula: série de retornos do subsistema possui raiz unitária.

Como se pode observar, os resultados dos testes de estacionariedade para os retornos dos preços são ainda mais significativos, comprovando a preferência pela adoção deste tipo de medida em processos estatísticos. Em todos os casos, para os retornos dos preços elétricos brasileiros, a hipótese de não estacionariedade é rejeitada a um nível de confiança de 99%.

### 3.3.3 Heterocedasticidade:

Outra propriedade importante das séries estatísticas é a heteroscedasticidade. Uma série ou vetor é heteroscedástico se a variável aleatória possui diferentes variâncias para diferentes períodos de tempo. A relevância desta estatística é diretamente comprovada em uma das mais aplicadas formas de modelagem de volatilidade, a família dos modelos ARCH, inicialmente formulada por Robert Engle.

Como forma de identificar se uma série é heteroscedástica podemos simplesmente dividir uma amostra em diversos períodos e comparar os resultados de suas variâncias. Porém, assim como para a estacionariedade, podemos aplicar testes estatísticos para este fim.

A análise visual da figura 13 já fornece indícios da instabilidade do nível de volatilidade dos retornos do PLD, contudo por motivo de austeridade aplicamos um teste estatístico para comprovar esta afirmação que é formulado da seguinte maneira.

A partir de um modelo ARCH(p) testamos à hipótese conjunta de que todos os coeficientes das variáveis dependentes da regressão sejam iguais à zero. Sua rejeição em relação a um teste  $F^{22}$  implicaria então na presença de heteroscedasticidade condicionada na

---

<sup>22</sup> Para o teste que envolva apenas o modelo de primeira ordem ARCH, a estatística t (e a z para os casos onde a normalidade é obtida somente assintoticamente) é suficiente. A necessidade da utilização da estatística F advém da seguinte limitação: “o teste t não é um par de valores que está sendo testado, e sim uma conjectura sobre um único parâmetro de cada vez. Cada teste t é tratado isoladamente um do outro, não se levando em conta a correlação entre  $b_2$  e  $b_3$ ”. “Assim, é possível que testes t individuais não indiquem que os coeficientes sejam significativamente diferentes de zero, enquanto o teste F implica que os coeficientes são conjuntamente significativos” (Griffiths, Hill e Judge, 2006).

série. A figura 14 apresenta a formulação deste teste e os resultados das estatísticas calculadas para a série de retornos do PLD brasileiro.

**Figura 14. Teste de heteroscedasticidade condicional.**

Defina retorno:  $r_t = \log \frac{P_t}{P_{t-1}} = \log P_t - \log P_{t-1}$ . Sendo  $m_{r_t}$  a média dos retornos e

$$W_t = (r_t - m_{r_t})^2.$$

O modelo ARCH(1) será dado por:  $W_t = a_0 + a_1 W_{t-1} + e_t$ , onde  $e_t$  é um ruído branco.

A presença de heteroscedasticidade condicionada é confirmada se a hipótese  $H_0 : a_1 = 0$  for rejeitada.

Valores estimados:

Estatísticas Subsistemas	ARCH (1)	Estatística	
		Valor	p-valor
Sudeste Centro-Oeste	$W_t = 0.050 + 0.055 W_{t-1}$ (0.002) (0.050)	1.127427	0.2596
Sul	$W_t = 0.053 + 0.490 W_{t-1}$ (0.002) (0.080)	6.105188	0.0000
Nordeste	$W_t = 0.034 + 4.520 W_{t-1}$ (0.001) (0.319)	14.15380	0.0000
Norte	$W_t = 0.026 + 3.152 W_{t-1}$ (0.001) (0.251)	12.57797	0.0000

Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE. Resultados obtidos pelo programa Eviews.

Conforme observado, o teste realizado corrobora a suposição de presença de heteroscedasticidade condicional auto-regressiva na amostra do retorno do PLD ao rejeitar fortemente a hipótese nula para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte. Neste caso, apenas o

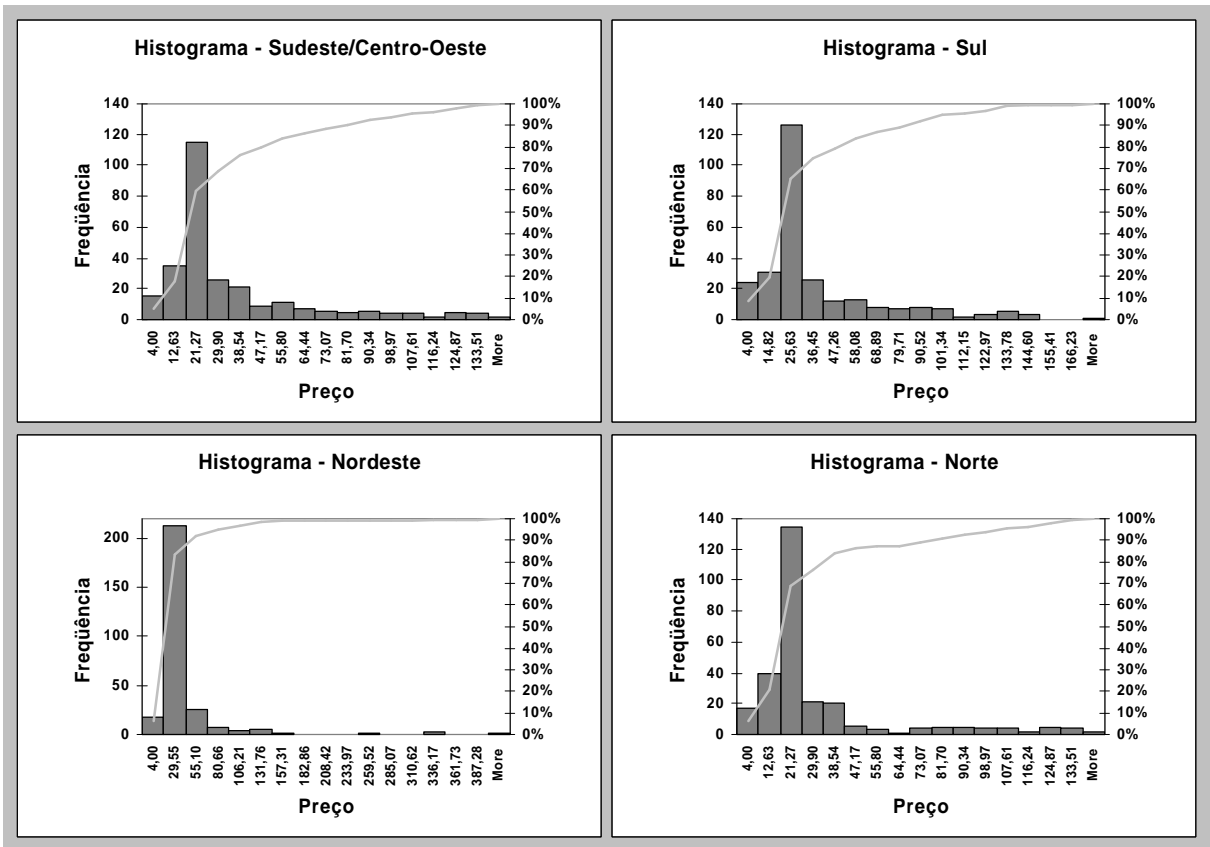
subsistema Sudeste Centro-Oeste apresentaria indícios de ausência de heteroscedasticidade no retorno do preço de curto prazo da energia elétrica.

### **3.3.4 Distribuição dos Preços e Retornos:**

Mais especificamente, podemos analisar ainda as características das distribuições dos preços e retornos da eletricidade brasileira. A relevância de tal estudo encontra-se novamente no fato de que a maioria dos métodos tradicionais de previsão e precificação de futuros e opções financeiras necessitam adotar alguma suposição sobre a distribuição dos preços a fim de formularem o comportamento futuro dos ativos.

Além disso, “se focarmos nos modelos financeiros de precificação, descobriremos que a grande maioria deles são baseados na suposição de normalidade ou log-normalidade da distribuição dos preços do ativo” (Eydeland e Wolyniec, 2003).

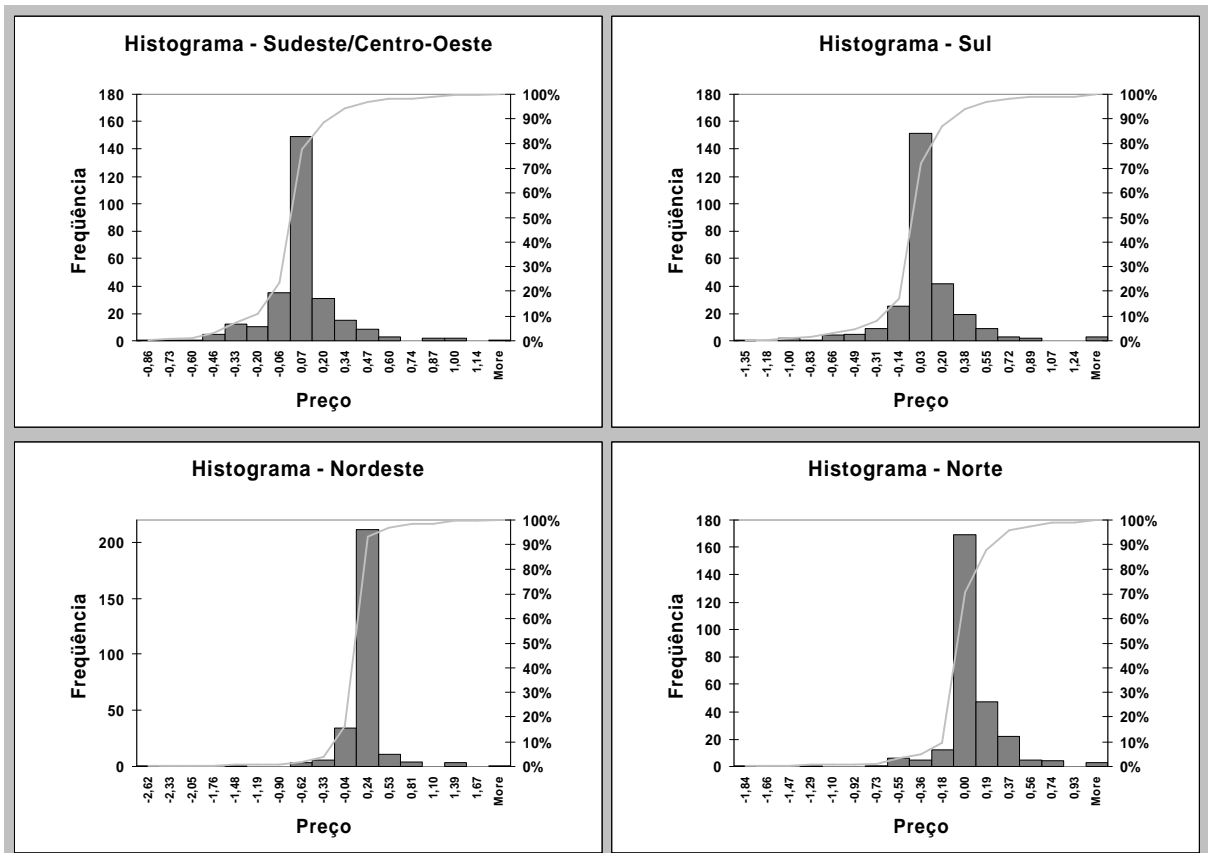
**Figura 15. Histograma da série do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média.**



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE.

Na figura 15 apresentamos o histograma da série de preços spot de energia elétrica brasileira e, em seguida, adotamos o mesmo procedimento para os retornos do PLD brasileiro.

Figura 16. Histograma da série dos retornos do preço de liquidação das diferenças nos quatro subsistemas do SIN, sob carga média.



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE.

Vista a importância da análise da distribuição empírica dos preços é imperativa a verificação da adequação desta a distribuições teóricas usuais. Em um primeiro momento faz-se então necessário testar a normalidade dos preços e retornos da eletricidade brasileira. Para este fim utilizou-se o teste de Jarque-Bera (Bera e Jarque, 1980).

O teste de Jarque-Bera utiliza o terceiro e quarto momentos a fim de testar a hipótese

nula de normalidade série. A estatística JB ( $JB = n \left[ \frac{S^2}{6} + \frac{(K-3)^2}{24} \right]$ ) utilizada para este fim,

segue assintoticamente uma distribuição qui-quadrada com dois graus de liberdade.

Assim, como no caso de distribuições normais  $S=0$  e  $K=3$ , a estatística JB será igual conseqüentemente à zero. Portanto, se seu valor for suficientemente grande (por exemplo,

maior que 6 para um nível de confiança de 5%) a hipótese nula da distribuição normal da população é rejeitada.

**Tabela 6. Testes de normalidade das séries de preço e retorno do PLD.**

		Subsistemas			
		SE/CO	S	NE	N
Preços	Estatística Jarque-Bera	229.3894	277.9693	20836.56	383.9114
	p-valor	0.00	0.00	0.00	0.00
Retornos	Estatística Jarque-Bera	465.2591	587.1972	11888.66	2297.491
	p-valor	0.00	0.00	0.00	0.00

Fonte: Elaboração Própria. Resultados derivados do programa Eviews. Hipótese nula: série de preços ou retorno do subsistema possui distribuição normal.

Os resultados obtidos pelo teste de normalidade Jarque-Bera atestam uma forte rejeição a hipótese de normalidade dos preços e retornos. Esse fato fornece fortes indícios de que os instrumentos financeiros baseados em distribuições normais sejam limitados como meio de previsão da distribuição dos preços futuros da energia elétrica no mercado brasileiro.

Ampliando-se a análise a outros tipos de distribuições teóricas, continuamos a nos defrontar com a dificuldade de previsão do comportamento dos preços elétricos brasileiros. Isso pode ser corroborado pela aplicação de testes mais gerais quanto a hipótese do comportamento da distribuição, não se limitando a distribuição normal, como os testes de distribuição empírica de Cramer-von Mises, Anderson-Darling e Watson. A tabela 6 apresenta, então, os resultados da aplicação destes testes a outras distribuições estatísticas comuns.

**Tabela 7. Resultados dos testes de distribuição empírica de Cramer-von Mises, Anderson-Darling e Watson para as séries de preço e retorno do PLD.**

		Subsistemas (p-valor)			
		SE/CO	S	NE	N
Distribuição	Séries				
Chi-quadrada	Preços	< 0.005	< 0.005	< 0.005	< 0.005



	Retornos	Impossível pela presença de valores negativos na amostra			
Exponencial	Preços	0.00	0.00	0.00	0.00
	Retornos	0.00	0.00	0.00	0.00
Gamma	Preços	< 0.005	< 0.005	< 0.005	< 0.005
	Retornos	Impossível pela presença de valores negativos na amostra			
Logística	Preços	< 0.005	< 0.005	< 0.005	< 0.005
	Retornos	< 0.005	< 0.005	< 0.005	< 0.005
Extreme (Max)	Preços	< 0.01	< 0.01		< 0.01
	Retornos	< 0.01	< 0.01		< 0.01
Weibull	Preços	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01
	Retornos	Impossível pela presença de valores negativos na amostra			

Fonte: Elaboração Própria. Resultados derivados do programa Eviews. Hipótese nula: série de preços ou retorno do subsistema possui a distribuição citada.

Como podemos observar a distribuição de preços e retornos do PLD de acordo com os testes realizados não segue qualquer das distribuições apresentadas a um nível de significância satisfatório. Isso não só corrobora a limitação da aplicação de teorias externas ao setor como também atesta a necessidade de estudos específicos para a aplicação de teorias de previsão do preço futuro e precificação de derivativos de eletricidade consistentes.

## **CAPÍTULO 4. VOLATILIDADE DOS PREÇOS ELÉTRICOS:**

As variações dos preços dos mercados energéticos, e em especial dos mercados elétricos, apresentam-se tanto elevadas quanto variáveis ao longo do tempo, o que pode ser comprovado pelo elevado desvio padrão apresentado e pela presença de heteroscedasticidade observada em sua distribuição de preços. Este fato corrobora a necessidade do estudo do comportamento da volatilidade do preço de eletricidade e, conseqüentemente, dos modelos de estimação que possuam a habilidade de refletir e antever o comportamento da volatilidade observada.

Assim sendo, a habilidade de modelar a volatilidade se torna de vital importância na formulação de portfólios de ativos do setor. Sua utilização na avaliação da exposição ao risco dos agentes é amplamente adotada em diversos instrumentos. Um dos muitos exemplos de utilização direta de seus resultados é o cálculo do VAR (*Value at Risk*), que reflete uma tentativa de prover um número que represente o risco total de um portfólio de ativos financeiros, e para isto utiliza, entre outras formas de cálculo, a volatilidade dos preços observados e esperados.

Além disso, a utilização da volatilidade em modelos de precificação de derivativos é vastamente adotada. Diversos modelos necessitam assumir suposições quanto ao comportamento das variações dos preços do ativo financeiro a fim de estimarem um preço justo para um dado derivativo.

Por este motivo, o intuito deste capítulo é fornecer uma visão preliminar sobre a modelagem e comportamento empírico da volatilidade de preços elétricos. Como ponto de partida, apresentamos a volatilidade constante que corresponde a um dos modelos mais simples de medida de volatilidade, mas não obstante empregada em um dos mais conhecidos e utilizados modelo de precificação de derivativos, o Black e Scholes. Em seguida abordamos

o modelo de volatilidade implícita, derivada justamente deste modelo de precificação e alguns dos principais modelos estocásticos, onde a volatilidade presente é uma função do nível de volatilidade passada somada a um choque, relacionado ou não aos retornos do ativo. Concluindo, uma comparação sobre a volatilidade dos preços elétricos brasileiros é feita por meio de resultados obtidos em modelos estimados.

#### 4.1 Volatilidade Constante:

“Para um dado ativo, a volatilidade é o desvio padrão do retorno, condicionado a toda a informação.” (Duffie e Gray, 1995, p.40). Morettin (2004) a define como “a variância condicional de uma variável” que representa “a medida de nossa incerteza sobre os retornos providos pela ação” (Hull, 2006, p.286).

A volatilidade constante supõe nada mais do que uma medida de volatilidade inalterável ao longo do tempo. Supondo o cálculo sobre o retorno do ativo descrito no capítulo anterior, o modelo de volatilidade constante pode ser descrito de uma forma simples. Ele assume que o preço do ativo  $P_1, P_2, \dots$  em questão, possui retorno  $R_t = \log P_t - \log P_{t-1}$  dado por:

$$R_t = \mathbf{m} + \mathbf{s} \mathbf{e}_t$$

, onde  $\mathbf{m}$  é uma constante que representa o coeficiente de retorno médio,  $\mathbf{s}$  corresponde à volatilidade constante, e  $\mathbf{e}_1, \mathbf{e}_2, \dots$  é o ruído branco<sup>23</sup>.

Sua estimação pode ser obtida diretamente das amostras dos retornos e seu formato mais usual de estimação é o cálculo da volatilidade histórica. Supondo que os retornos  $(R_t, R_{t+1}, \dots, R_T)$  são independentes e normalmente distribuídos, a volatilidade histórica  $(\hat{\mathbf{S}}_{t,T})$

---

<sup>23</sup> Variáveis aleatórias independentes, normalmente distribuídas de média zero e variância constante.

dos preços  $P_t, P_{t+1}, \dots, P_T$  pode ser obtida pelo estimador de máxima verossimilhança de  $\mathbf{s}$  dado por (Duffie e Gray, 1995) (Eydeland e Wolyniec, 2003):

$$\hat{\mathbf{s}}_{t,T} = \sqrt{\frac{1}{T-t} \sum_{s=t+1}^T (R_s - \hat{\mathbf{m}}_{t,T})^2}, \quad \text{onde } \hat{\mathbf{m}}_{t,T} = \frac{(R_{t+1} + \dots + R_T)}{T-t}.$$

È importante ressaltar que escolher uma janela de tempo (determinar T-t) para o cálculo da volatilidade histórica, entretanto não é uma tarefa simples. Maior quantidade de dados não necessariamente leva a um aumento da exatidão do valor estimado para a volatilidade, uma vez que a volatilidade ao alterar-se ao longo do tempo provoca com que dados antigos sejam menos relevantes para a realização de previsões futuras (Hull, 2006).

#### 4.2 Volatilidade Implícita:

Como alternativa aos problemas de cálculo e limitações da utilização da volatilidade constante disseminou-se no mercado uma outra forma de estimação desta variável chamada volatilidade implícita. A utilização deste modelo é derivada diretamente da difusão do modelo de precificação de Black e Scholes nos mercados financeiros mundiais, modelo este que será devidamente detalhado no próximo capítulo.

Sumariamente, no modelo de preço contínuo de Black e Scholes, o preço de uma opção no período  $t$  é dado pela fórmula  $C_t = C^{BS}(S_t, t, K, r, \mathbf{s})$ , dados o preço de exercício  $K$ , o tempo para expiração  $t$ , a taxa de juros de desconto contínua  $r$ , e a volatilidade constante  $\mathbf{s}$ .

Sabendo-se então que esta fórmula é estritamente crescente em relação à  $\mathbf{s}$ , é possível inferir que o parâmetro da volatilidade  $\mathbf{s}_t = \mathbf{s}^{BS}(C_t, S_t, t, K, r)$ , correspondendo à fórmula da volatilidade implícita de Black-Scholes. (Duffie e Gray, 1995) (Pilipovic, 2007).

Logo, a partir do preço das opções existentes no mercado seria possível obter o valor da volatilidade esperada pelos próprios negociantes do mercado, e necessária para o cálculo das futuras opções a serem oferecidas neste mesmo mercado.

A volatilidade implícita, portanto, é um monitor da opinião do mercado sobre a volatilidade de uma ação em particular. Porém, a inexistência de transações efetivas de opções de um ativo, como ocorre no mercado elétrico brasileiro, impossibilita o seu cálculo forçando a necessidade da análise de outras modelagens de volatilidade aplicáveis ao setor elétrico brasileiro, como por exemplo, a abordagem estocástica.

### **4.3 Volatilidade Variável com Componente Estocástico:**

A palavra estocástica significa simplesmente aleatória. Mais especificamente, um processo estocástico é uma seqüência de variáveis aleatórias  $x_t$  definidas em um espaço de probabilidades. Ao considerarmos a volatilidade um processo estocástico se faz necessário, também, adicionar outras suposições usualmente adotadas a fim de facilitar a modelagem das séries temporais.

A primeira delas é a suposição de que a série segue um processo estacionário. Se as características de um processo estocástico não se alteram no decorrer do tempo e os dados flutuam ao redor de uma média constante diz-se que o processo é estacionário. Ou ainda, de maneira mais geral, “um processo diz-se estacionário se ele oscila ao redor de uma média constante, com uma variância também constante” (Morettin, 2004).

Outra suposição usualmente adotada é de que o erro seja de ‘ruído branco’, ou seja, é independente, possui média zero e variância constante. Esta suposição é importante, pois se o erro possuir comportamento disperso, os modelos de previsão não conseguem modelar apenas os dados, mas também modelam os próprios erros gerando instabilidades nas estimações.

Nesta seção será dada ênfase a modelos paramétricos<sup>24</sup> de processos estocásticos estacionários lineares como os processos auto-regressivos (AR), de médias móveis (MA) e a combinação destes nos processos chamados ARMA e ARIMA. Tais modelos servem como ponto de partida para a apresentação de uma das classes de modelos mais utilizados na modelagem da volatilidade, os modelos não-lineares da classe ARCH (*auto-regressive conditional heterocedasticity*), GARCH (Generalized ARCH) e EGARCH (Exponential GARCH).

#### 4.3.1 Modelo Auto-Regressivo (AR):

Uma variável dependente  $x_t$  segue um processo auto-regressivo de primeira ordem quando o seu valor em um dado momento  $t$  depende apenas do seu próprio valor no período anterior ( $t-1$ ) e de um termo aleatório (ruído branco),  $e_t$ , não correlacionado com  $x_t$ , com média zero e variância constante. (Stengel, 1986).

Se uma observação  $x_t$  é gerada pela média ponderada das  $p$  primeiras observações anteriores mais próximas da variável, acrescida de um erro aleatório  $e_t$ , então ela pode ser modelada por um processo AR(p), dado por:

$$x_t = \mathbf{f}_0 + \mathbf{f}_1 x_{t-1} + \mathbf{f}_2 x_{t-2} + \dots + \mathbf{f}_p x_{t-p} + e_t$$

, onde  $e_t = x_t - \hat{x}_t$  corresponde ao erro aleatório ou ruído branco,  $\hat{x}_t$  representa a estimativa de  $x_t$ ,  $\mathbf{f}_0$  é um valor constante e  $\mathbf{f}_i$  representam os coeficientes constantes auto-regressivos que respectivamente descrevem como um valor corrente  $x_t$  relaciona-se com valores passados  $x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_p$ .

---

<sup>24</sup> Modelos paramétricos são aqueles modelos que possuem um número finito de parâmetros.

### 4.3.2 Modelo de Médias Móveis (MA):

O processo de médias móveis consiste no cálculo da média das últimas  $n$  observações mais recentes. A observação atual é então explicada por meio da soma ponderada de ruídos anteriores e de um ruído atual. Assim, um processo é dito de médias móveis de ordem  $q$ , denotado por a MA( $q$ ), se satisfizer à equação de diferenças:

$$x_t = m + e_t - (q_1 e_{t-1} + q_2 e_{t-2} + \dots + q_q e_{t-q})$$

, onde  $m, q_1, \dots, q_q$  são constantes reais e os erros  $e_t$  são ruídos brancos.

As médias móveis são indicadores chamados seguidores de tendências, possuidores de uma inércia natural, ou seja, não foram projetados para apontar reversões rapidamente. (Cardoso, 2005). Sua sensibilidade em relação a dados recentes está diretamente relacionada com o número de períodos utilizados em seu cálculo.

### 4.3.3 Modelo Auto-Regressivo de Média Móvel (ARMA):

Um processo que apresente simultaneamente as características de um processo AR( $p$ ) e um processo MA( $q$ ), pode ser modelado através de um processo ARMA( $p, q$ ).

$$x_t = f_0 + f_1 x_{t-1} + f_2 x_{t-2} + \dots + f_p x_{t-p} + e_t - (q_1 e_{t-1} + q_2 e_{t-2} + \dots + q_q e_{t-q})$$

, descrito por seus  $p$  valores passados e por  $q$  ruídos brancos correntes e passados.

### 4.3.4 Modelo Auto-Regressivo Integrado de Média Móvel (ARIMA):

Muitas séries financeiras não são estacionárias, exibindo médias ou variâncias não constantes ao longo do tempo. Os modelos ARIMA, também conhecidos como Modelos Box-

Jenkins univariados, são apropriados para descreverem séries não estacionárias em média (Morettin, 2004).

Para isso, o modelo ARIMA inicialmente transforma uma série não estacionária em estacionária, de forma a excluir a presença de propriedades como tendência e sazonalidade da série, para, em seguida, como extensão dos modelos ARMA(p,q) integrar em seu processo características dos processos auto-regressivos AR(p) e de médias móveis MA(q).

Enquanto a estacionariedade pode ser obtida através da diferenciação da série a ser prevista, a auto-regressividade é modelada através de um modelo AR(p), além da utilização de um termo de previsão de médias móveis MA(q).

Como descrito anteriormente, o modelo ARMA (p,q) pode ser descrito por:

$$x_t = \sum_{i=1}^p f_i x_{t-i} + \sum_{j=0}^q q_j e_{t-j}$$

Através da translação  $B^p Z_t = Z_{t-p}$ , podemos escrever:

$$q(B)x_t = q(B)e_t.$$

A fim de remover a não-estacionariedade da série temporal podemos, como alternativa, diferenciar a série. Sendo assim definimos o operador diferença como:

$$\Delta Z_t = Z_t - Z_{t-1} = (1 - B)Z_t.$$

Sendo  $w_t = \Delta^d x_t$  estacionária, o processo ARMA (p,q) pode ser representado por:

$$q(B)w_t = q(B)e_t$$

Finalmente, sendo  $w_t$  uma diferença de  $x_t$ ,  $x_t$  é uma integral de  $w_t$ .

Conseqüentemente, podemos escrever de forma completa:

$$q(B)\Delta^d x_t = q(B)e_t$$

, que corresponde ao modelo auto-regressivo integrado de médias móveis ARIMA (p,d,q).



A metodologia de previsão representada pelo processo ARIMA usualmente incorpora três etapas iterativas. A primeira é representada pela fase de identificação, que se inicia após a obtenção de uma série estacionária, sendo responsável por identificar as propriedades de autocorrelação da série com a finalidade de determinar a especificação dos parâmetros do modelo ARIMA. A segunda é responsável pelo processo de estimação do modelo, e em seguida, a terceira caracteriza-se pela verificação dos resultados do modelo adotado, comprova-se então se o modelo escolhido se ajusta aos dados razoavelmente, o que compreende, entre outras coisas, o teste quanto aos resíduos gerados pela estimação apresentarem-se como ruídos brancos.

#### **4.3.5 Modelo ARCH (Autoregressive Conditional Heterocedasticity):**

Em 1982, Engle introduziu uma das mais utilizadas classes de modelos não-lineares, representada pelo modelo ARCH (*Autoregressive conditional heterocedasticity*) e suas extensões. (Morettin, 2004).

Os modelos ARCH, ou modelos auto-regressivos com heteroscedasticidade condicional, foram introduzidos com o objetivo de estimar a variância da inflação. Seu princípio é que o retorno  $x_t$  é não correlacionado serialmente, mas a volatilidade (variância condicional) depende de retornos passados por meio de uma função quadrática.

Assim sendo, modelos deste tipo tentam incorporar o princípio de que instabilidades sucedem-se entre si, isto é, um período de variação elevada de rendimentos tende a ser seguido por um período de amplitude idêntica, mas no sentido inverso. A variância é então considerada flutuante ao longo do tempo.

Ao assumir que a variância condicional não é constante, embora a incondicional o seja, a variância de  $\mathbf{e}_t$  é condicional a  $\mathbf{e}_{t-1}$ . Assim sendo, um modelo ARCH (q), possui uma variância condicional  $\mathbf{s}^2$  do erro:

$$\mathbf{s}_t^2 = \mathbf{a}_0 + \sum_{i=1}^q (\mathbf{a}_i \mathbf{e}_{t-i}^2)$$

, onde  $\mathbf{e}_t$  i.i.d. (0,1),  $\mathbf{a}_0 > 0$ ,  $\mathbf{a}_i \geq 0$ ,  $i > 0$ , e  $\mathbf{e}_t \sim N(0, \mathbf{s}^2)$ .

#### 4.3.6 Modelo GARCH (Generalized Autoregressive Conditional Heterocedasticity):

Como descreve Morettin (2004) Bollerslev propôs uma generalização dos modelos ARCH chamado GARCH (*generalized ARCH*). Devido à dificuldade de estimação dos coeficientes do modelo ARCH, o modelo GARCH adiciona a dependência da variância em relação à variância passada, oferecendo um modelo mais parcimonioso, ou seja, que usa menos parâmetros.

Seu princípio fundamental é que grandes mudanças tendem a ser seguidas por grandes mudanças, enquanto pequenas mudanças tendem a ser seguidas por pequenas mudanças. Assim sendo, a variância condicional não depende só do passado da inovação ( $\mathbf{e}_t$ ) como também do próprio passado desta. Para isso, este processo inclui variâncias passadas na explicação das variâncias futuras utilizando um modelo de dependência serial da volatilidade, assim como era utilizado nos modelos ARMA.

Um modelo GARCH (p,q) pode ser descrito conforme Morettin (2004) como:

$$x_t = \sqrt{h_t} \mathbf{e}_t$$

$$h_t = \mathbf{a}_0 + \sum_{i=1}^p (\mathbf{a}_i x_{t-i}^2) + \sum_{j=1}^q (\mathbf{b}_j h_{t-j})$$

Ou ainda, podemos obter a variância condicional (volatilidade) segundo Cardoso (2005) por:

$$s_t^2 = a_0 + \sum_{j=1}^q (a_j e_{t-j}^2) + \sum_{i=1}^p (b_i s_{t-i}^2)$$

, onde  $p > 0$  corresponde à ordem de dependência da variância com a variância passada, cujos coeficientes são  $b_i > 0$ .

Deste modo, existe uma diferença fundamental entre os modelos ARMA e GARCH. Enquanto no modelo ARMA os rendimentos estão dependentes apenas dos rendimentos de períodos anteriores, nos modelos ARCH/GARCH, os rendimentos dependem também da variância (volatilidade) observada no passado bem como dos erros associados ao processo anterior. (Cardoso, 2005)

#### **4.3.7 Modelo EGARCH (Exponential Generalized Autoregressive Conditional Heterocedasticity):**

Nelson, em 1991, propôs um modelo que incorpora uma propriedade comum em séries financeiras, o comportamento assimétrico da volatilidade, ou seja, o fato de comumente em séries financeiras ser observável condições de alavancagem (Morettin, 2004).

Enquanto os modelos ARCH e GARCH tratam simetricamente os retornos, pois a volatilidade é uma função quadrada dos mesmos, na presença de séries que possuam alavancagem, os retornos estarão sempre negativamente correlacionados com as mudanças na volatilidade, isto é, para as séries que apresentem esta característica, a volatilidade tende a crescer quando o retorno diminui, e diminuir quando o retorno torna-se maior. (Cardoso, 2005).

Tendo em vista isto, o modelo EGARCH(p,q) proposto por Nelson pode ser explicitado como:

$$\log(\mathbf{s}_t^2) = \mathbf{a}_0 + \sum_{j=1}^q \mathbf{a}_j \log(\mathbf{s}_{t-j}^2) + \sum_{i=1}^p \mathbf{b}_i \left| \frac{\mathbf{e}_{t-i}}{\mathbf{s}_{t-i}} - E\left(\frac{\mathbf{e}_{t-i}}{\mathbf{s}_{t-i}}\right) \right| + \sum_{k=1}^r \mathbf{g}_k \frac{\mathbf{e}_{t-k}}{\mathbf{s}_{t-k}}$$

, onde  $\mathbf{e}_t \sim N(0, \mathbf{s}^2)$ ,  $E(\cdot)$  é o valor esperado da variável, e  $r$  é a ordem da assimetria.

Como o termo a esquerda da equação é o logaritmo da variância condicional, o efeito da alavancagem é exponencial, ao invés de quadrática, e as previsões da variância condicional são garantidamente não negativas.

#### 4.4 Aplicação da Previsão de Volatilidade ao Setor Elétrico Brasileiro:

Muitos outros modelos poderiam ser mencionados neste capítulo como, por exemplo, extensões adicionais da família GARCH (TARCH, PARCH e GARCH multivariado), ou ainda, outros modelos markovianos de volatilidade estocástica como modelos de mudanças de regimes (*regime switching models*). Porém, de maneira alguma ambicionamos esgotar o tema, pelo contrário, este capítulo pretende apenas apresentar uma amostra da diversidade de modelagens da volatilidade existentes a fim de fornecer subsídios quanto à avaliação de limitações e críticas dos processos empregados nos modelos de precificação de derivativos mais comumente utilizados.

Nesse intuito apenas a apresentação teórica não é suficiente para originar um veredicto quanto ao comportamento da volatilidade no mercado elétrico brasileiro. Faz-se, então, necessária a realização de uma investigação empírica quanto a seu comportamento, perpetrada na seqüência deste capítulo.

#### 4.4.1 Teste da Presença de Volatilidade Constante na Distribuição dos Preços de Energia Elétrica Brasileiros:

Mesmo no caso de modelos que supõem volatilidade constante, é possível esperar-se que a volatilidade histórica varie ao longo do tempo. Por este motivo Duffie e Gray (1995) ressaltam a possibilidade de realizarmos testes que determinem quando as alterações da volatilidade histórica podem se tornar grandes o suficiente de forma a causar a rejeição da hipótese de volatilidade constante a um dado nível de confiança.

Sob a hipótese de volatilidade constante, a razão dos quadrados da volatilidade histórica ( $F_{a,b} = \frac{\hat{S}_{t(a),T(a)}^2}{\hat{S}_{t(b),T(b)}^2}$ ) sobre períodos de tempo disjuntos segue uma distribuição F com graus de liberdade determinados pelo tamanho dos intervalos de tempo. Dessa forma, é possível testarmos a hipótese de volatilidade constante rejeitando-a se, a um determinado nível de confiança,  $F_{a,b}$  for maior que o valor crítico associado da distribuição F.

**Tabela 8. Teste da hipótese de volatilidade histórica constante para os retornos do PLD.**

	Razão dos quadrados da volatilidade histórica			
	SE/CO	S	NE	N
<b>2 períodos de 137 e 138 observações</b>	$F_{a,b} = 0,307862$	$F_{a,b} = 0,447452$	$F_{a,b} = 4,107075$	$F_{a,b} = 0,716136$
<b>3 períodos de 91, 92 e 93 observações respectivamente</b>	$F_{a,b} = 1,285936$	$F_{a,b} = 0,840669$	$F_{a,b} = 1,826644$	$F_{a,b} = 6,68886$
	$F_{b,c} = 0,235466$	$F_{b,c} = 0,889113$	$F_{b,c} = 1,333039$	$F_{b,c} = 0,112133$
	$F_{a,c} = 0,302794$	$F_{a,c} = 0,747449$	$F_{a,c} = 2,434988$	$F_{a,c} = 0,750041$
		<b>Valores críticos da distribuição F</b>		
		<b>1%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>
<b>2 períodos de 137 e 138 observações</b>		1,4899	1,3250	1,2450
	<b>3 períodos de 91, 92 e 93 observações respectivamente</b>	1,6321	1,4127	1,3086
		1,6277	1,4101	1,3067
1,6294		1,4111	1,3074	

Fonte: Elaboração Própria.

Como podemos observar, os resultados obtidos em relação ao subsistema Sudeste resultam em uma conclusão similar aos indícios obtidos no teste de heteroscedasticidade condicional da série de retornos de preço no capítulo anterior. Nesse caso, em todos os cortes de períodos analisados foram obtidos resultados suficientemente próximos da volatilidade, de forma a aceitarmos a hipótese de volatilidade constante dos retornos do subsistema Sudeste.

Ao nos referirmos aos resultados obtidos no subsistema Sul, a mesma conclusão de volatilidade constante pode ser retirada. Porém, no caso do subsistema Nordeste, a análise dos dados indica uma forte rejeição da suposição de volatilidade histórica constante da série de retornos do PLD. Cabe ressaltar que, apesar do resultado obtido no teste do subsistema Nordeste, rejeições em testes deste tipo são sujeitas, por natureza, a serem provocadas meramente pelos próprios erros aleatórios da série.

Porém, mesmo sob a presença desta limitação outra conclusão importante ainda pode ser retirada dos dados apresentados. Como podemos observar, o estudo da distribuição presente no subsistema Norte ressalta que a análise da repartição da série dos dados do retorno do PLD em dois períodos pode fornecer uma conclusão errônea em se tratando da suposição de volatilidade constante. Nesse caso, a volatilidade de ambos os períodos apresentam resultados suficientemente próximos para aceitarmos a hipótese de volatilidade constante. Entretanto, como ressaltamos no início deste capítulo, a escolha da janela de tempo tem forte influência sobre o resultado da volatilidade histórica.

Ao dividirmos a série de dados de retornos do subsistema Norte em três períodos, a comparação entre os dois períodos iniciais sugere uma forte rejeição à hipótese de volatilidade constante, apesar do fato da comparação da volatilidade histórica de ambos com o terceiro período analisado novamente sugerisse a aceitação da hipótese de volatilidade constante.

Este problema se dá porque, na divisão de períodos, é possível que sejam delimitados intervalos de tempo que sejam dentro de si mesmo heteroscedásticos. Ou seja, dentro de um mesmo intervalo de tempo, momentos de intensa volatilidade poderiam ser suavizados por situações de volatilidade menor, resultando em um valor viesado da estimativa de volatilidade calculada para o período. É evidente na distribuição de preços elétricos brasileiros que tal situação não pode ser de maneira alguma excluída, pois, ao mesmo tempo em que observamos longos períodos cujos retornos estiveram a níveis correspondentes ao valor mínimo determinado pela legislação, observamos também extensos períodos de significativa variação do PLD.

Assim sendo, qualquer modelo que delimite como período de cálculo da volatilidade histórica intervalos como o do primeiro caso analisado (dois períodos) é originalmente limitado por não ser capaz de incorporar as significativas mudanças encontradas entre as terças partes da série de retornos do PLD. Além disso, ao repetirmos a seqüência lógica do argumento anterior, a mesma limitação pode ser encontrada no caso de subdivisões ainda maiores dos dados amostrais.

Fatos como estes ressaltam as limitações quanto a generalizações das conclusões obtidas por meio de testes deste tipo, e conseqüentemente da adoção de abordagens que envolvam volatilidade constante na simulação do comportamento da volatilidade dos retornos do PLD do mercado elétrico brasileiro.

#### **4.4.2 Estimação da Volatilidade do Preço de Energia Elétrica Brasileiro:**

Com o intuito de dar prosseguimento a avaliação da capacidade de simulação da volatilidade por meio de processos estocásticos, foi selecionado um grupo específico de modelos aplicados ao comportamento da série de dados dos retornos do PLD dos quatro

subsistemas brasileiros. A tabela 9 apresenta, então, a análise comparativa dos resultados obtidos por estas modelagens descritas teoricamente neste capítulo em relação à previsão da volatilidade histórica realizada no mercado elétrico brasileiro.

Para este fim foram formulados dois modelos: o primeiro pertencente à família GARCH (1,1) e o segundo de volatilidade histórica passada. Neste último, optou-se pelo cálculo baseado em janelas que englobassem continuamente os 25 valores passados do retorno da eletricidade (volatilidade histórica= $\mathbf{S}_{25,T}$ ).

A fim de avaliar o desempenho dos modelos selecionados foi computada a raiz do erro quadrático médio ( $\sqrt{EQM}$ ) da previsão em relação ao valor realizado da volatilidade:

$$EQM = \sqrt{\frac{\sum_{t=T+1}^{T+h} (\hat{y}_t - y_t)^2}{n}}$$

, onde para o período de previsão  $T + 1, T + 2, \dots, T + h$ ,  $\hat{y}_t$  é o resultado previsto para a semana  $t$  e  $y_t$  é o valor da volatilidade realizada na semana  $t$ .

Apesar de dependente da escala da variável, é possível utilizar esta estatística de forma relativa na comparação entre diferentes modelos. Quanto menor o erro, melhor a habilidade de previsão do modelo de acordo com este critério.

**Tabela 9. Erro quadrático médio das previsões de modelos de volatilidade aplicadas aos retornos do PLD.**

	Subsistemas							
	SE/CO		S		NE		N	
	in	out	in	out	in	out	in	out
Volatilidade histórica (janela de 25 dias)	0,1709	0,382	0,235	0,413	0,324	0,336	0,209	0,341
Modelo GARCH (1,1)	0,210	0,370	0,275	0,399	0,297	0,320	0,257	0,320
Modelo que apresentou melhores resultados	$\mathbf{S}_{25,T}$	G(1,1)	$\mathbf{S}_{25,T}$	G(1,1)	G(1,1)	G(1,1)	$\mathbf{S}_{25,T}$	G(1,1)

Fonte: Elaboração própria.



A computação dos resultados foi dividida em duas partes: *in sample* (250 semanas) e *out of sample* (26 semanas). Os parâmetros dos modelos foram estimados a partir dos dados pertencentes à amostra *in sample*. Dessa forma, os resultados computados na primeira parte representam à capacidade de previsão do valor da volatilidade da energia elétrica para a próxima semana pelo modelo, enquanto os resultados obtidos na amostra *out of sample* atestam a capacidade de previsão dos modelos para valores futuros consecutivos não “treinados” dessa mesma variável.

#### **4.4.3 Conclusões Preliminares sobre a Volatilidade:**

Conforme observado na tabela 9, os resultados obtidos nas amostras *in sample* e *out of sample* fornecem diferentes conclusões. Os valores obtidos na previsão de dados *in sample* atestam uma possível superioridade do cálculo da volatilidade histórica sobre os resultados do modelo GARCH para os subsistemas SE/CO, S e N. Nesse caso, apenas o subsistema Nordeste apresentaria uma superioridade de modelos do tipo GARCH.

Porém, o interesse na análise da volatilidade reside justamente na avaliação da capacidade de fornecer direções quanto a trajetórias futuras do preço da eletricidade. Dessa forma, o principal ponto a ser analisado neste estudo se concentra na amostra *out of sample*. E, nesse quesito, é claro que a vantagem antes destacada da volatilidade histórica desaparece, visto que, na análise de todos os subsistemas este seria sobrepujado pelo modelo GARCH nos valores obtidos pela estatística selecionada como parâmetro de comparação.

Este resultado, adicionado aos fatos anteriormente discutidos na seção 4.4.1, confirmariam o cuidado necessário em adotar uma abordagem simples, como a da suposição de volatilidade constante em mercados como o de eletricidade brasileiro. Apesar da grande

praticidade de aplicação e da presença de inúmeros exemplos de empregos relativamente bem sucedidos, a suposição de volatilidade constante é nada mais que uma simplificação e, como tal, deve ser apenas utilizada no caso de não comprometer o resultado final desejado.

Portanto, a presença de outras abordagens que sugerem um potencial explicativo superior recomenda que a simplificação da suposição de volatilidade constante seja adotada de forma restrita e cuidadosa, principalmente em casos como o mercado elétrico onde existem inúmeras especificidades que influenciam diretamente o comportamento do preço, e conseqüentemente de sua volatilidade.

## **CAPÍTULO 5. PRECIFICAÇÃO DE DERIVATIVOS ELÉTRICOS:**

Em uma economia monetária, o principal atributo responsável pela negociação de qualquer ativo é seu preço, e no caso de derivativos não é diferente. É o preço que determina a viabilidade do encontro entre possíveis ofertantes e demandantes deste produto.

Entretanto, encontramos um agravante à determinação deste preço no fato de que, em princípio, ele não está sujeito diretamente às “forças de mercado”. Como todo derivativo é um subproduto de outro ativo, seu preço também está relacionado a este outro ativo, porém esta é uma relação indireta. Forças quer provenientes do mercado ou não atuam diretamente apenas sobre o ativo original provocando variações sobre seu preço.

Por serem, os derivativos, produtos futuros em geral, tais forças influenciam o preço do derivativo indiretamente e, por este motivo, a capacidade de valorar instrumentos deste tipo está diretamente relacionada à capacidade de antever variações a que o ativo original poderá estar sujeito.

Logo, a fim de delimitar os métodos factíveis de abordagem à precificação de derivativos elétricos que se adequam ao comportamento do ativo original - neste caso representado pelo preço spot de eletricidade brasileiro -, a abordagem deste capítulo ressalta as formas contemporâneas mais comuns de precificação de derivativos, com foco na análise de seus pressupostos com a finalidade de delimitar as virtudes e limitações da aplicação de cada uma ao setor elétrico brasileiro.

Para isso iniciaremos a discussão analisando uma metodologia preferível de formulação do preço em contratos de derivativos para posteriormente indicarmos mais detalhadamente os processos existentes para a sua aplicação. Nesse sentido, a taxonomia dos métodos de simulação de preços, os métodos mais frequentemente encontrados na literatura, e as possíveis abordagens de precificação de derivativos serão detalhadas na seqüência.

### **5.1 Estrutura do Processo de Precificação de Derivativos:**

A pergunta crucial a se fazer então é: como se determina o preço de um derivativo? Apesar do método de precificação, aparentemente, ser considerado como uma caixa preta, é possível subdividi-lo em etapas que permitam a busca por melhorias em seu próprio processo de formulação. Para isso, conforme destacado por Eydeland e Wolyniec (2003, p.118), uma estrutura ideal de valoração de derivativos abordaria essencialmente as seguintes etapas:

- 1) Avaliar as propriedades qualitativas do mercado: tais como picos de preço, reversão à média e saltos.
- 2) Selecionar um modelo – paramétrico, fundamental ou híbrido – que corresponda às características destacadas no primeiro passo.
- 3) Estimar os parâmetros baseados nos dados históricos.
- 4) Avaliar o desempenho do modelo selecionado em dados out-of-sample.
- 5) Fazer com que os preços modelados de contratos líquidos correspondam aos resultados do mercado (opções, a termo,...) e utilizar a informação contida em preços futuros consistentemente.
- 6) Precificar todo e qualquer instrumento que for apresentado.
- 7) Aplicar hedge com o instrumento desenvolvido a todos os produtos que forem apresentados.

Todavia, não é possível sugerir que esta modelagem seja aplicável a qualquer mercado, além do mais em se tratando do caso de um mercado tão complexo quanto o

mercado de eletricidade. É necessário então que se realize uma adaptação desta estrutura a fim de compatibilizá-la a uma possível aplicação no mercado elétrico brasileiro.

Entre os entraves para a aplicação desta estrutura Eydeland e Wolyniec (2003) destaca a limitação que a falta de informação histórica dos mercados de eletricidade traria às etapas como a primeira e terceira descritas acima. Apesar de tal fato inviabilizar a constatação da adequação de modelos também no caso do mercado brasileiro de eletricidade, existe uma alternativa no caso do setor elétrico brasileiro.

Uma forma de contornar a ausência de informação pode ser obtida pelo fato do preço da eletricidade brasileira ser derivada de um processo de otimização pré-definido. É possível, através da utilização dos programas Newave e Decomp, obtermos a formulação de séries hipotéticas de preço para o mercado brasileiro de eletricidade, desde que o devido cuidado seja tomado para garantir que apenas situações potencialmente factíveis sejam reproduzidas nesta série teórica.

Além desta limitação, que em um primeiro exame poderia ser contornável, é evidente a inadequação da quinta etapa ao mercado brasileiro de eletricidade. Conforme exposto nos capítulos anteriores, apesar do mercado de eletricidade devido a não estocabilidade ser um mercado virtual, apresentando-se essencialmente como um mercado futuro, este não possui um mercado atacadista de futuros desenvolvido que possa ser utilizado na validação do modelo. Dessa forma, é impossível a utilização de informações quanto a mercados futuros por estes não existirem.

A inexistência de informações derivadas de mercados futuros pode, porém, ser contornada se medidas alternativas forem tomadas tais como a verificação quanto a adequação dos preços modelados em relação a pesquisas realizadas entre os agentes do ambiente de contratação livre, ou ainda, a comparação em relação às expectativas observadas

no mercado cativo de eletricidade (ACR), refletidas principalmente pelos resultados dos leilões de energia.

Deste modo, uma adaptação factível à aplicação ao mercado atacadista de eletricidade brasileiro da estrutura de um processo de valoração de derivativos deveria observar as seguintes etapas:

- 1) Avaliação das propriedades qualitativas observadas na estrutura do ativo a ser submetido ao hedge. O que neste caso seria representado pela avaliação das propriedades, estruturais e estatísticas, da variação do preço de curto prazo brasileiro (PLD).
- 2) Seleção do método de simulação de preços elétricos compatível com as propriedades qualitativas descritas na etapa anterior. A simulação poderia ser baseada em processos puramente estocásticos, fundamentais, híbridos, ou ainda, processos numéricos e não paramétricos.
- 3) Estimação dos parâmetros do modelo de simulação de preços baseado nas séries históricas possíveis.
  - 3.1) Se necessário, para maior confiabilidade quanto à abrangência das situações abordadas na estimação dos parâmetros, deve-se realizar a elaboração de séries históricas hipotéticas do PLD baseadas nos programas de planejamento de operação (Newave e Decomp), respeitando ao máximo as variáveis reais disponíveis. Isto é, se possível, como as principais variáveis de entrada podem ser representadas pela demanda, oferta e afluência, utilizar-se de valores consistentes quanto à projeção de demanda, condições factíveis quanto à energia assegurada e dados históricos pluviométricos e climáticos referentes à energia natural afluente do sistema.
- 4) Avaliação do desempenho do modelo selecionado em dados *out-of-sample*, tanto das séries reais de preço quanto das séries hipotéticas criadas.

- 5) Quando possível, confrontação dos resultados obtidos contra as expectativas do próprio mercado realizadas, por exemplo, através de pesquisas entre os agentes integrantes do mercado elétrico, a fim de constatar a adequação do modelo às expectativas dos agentes.
- 6) Precificação de todo e qualquer instrumento que possa vir a ser útil ao gerenciamento dos contratos do ambiente de contratação livre, tais como opções, swaps, contratos a termo,...
- 7) E, finalmente, aplicação dos instrumentos definidos no processo em contratos reais que objetivem o gerenciamento e controle de risco dos agentes do mercado elétrico brasileiro.

Como pode ser observado, os objetivos do terceiro e quartos capítulos desta dissertação se confundem com a primeira etapa desta estrutura de precificação de derivativos. Foram analisadas as variáveis de influência sobre a determinação do PLD, assim como o comportamento de seu preço e volatilidade a fim de fornecer subsídios à elaboração da análise do sistema de simulação de preços mais adequado ao setor elétrico.

Ao mesmo tempo, as terceira, quarta e quinta etapas referem-se a testes empíricos realizados sobre os modelos escolhidos com o intuito de especificá-los e validá-los, o que não será abordado diretamente por esta dissertação. Nesse momento, é necessário ressaltar que o método utilizado por este trabalho para identificar os modelos de simulação de preço de maior potencialidade na aplicação ao setor elétrico brasileiro dá ênfase à análise dos pressupostos dos modelos apresentados, frente às características já descritas nos capítulos anteriores do PLD, ao contrário da abordagem referente à comparação e constatação empírica dos resultados obtidos por cada modelo.

Assim sendo, resta-nos apenas definir a que conjunto de possibilidades está sujeito à concepção das segunda e sexta etapas do processo, a fim de formularmos um processo aplicável de valoração de derivativos elétricos para o mercado brasileiro.

A segunda etapa refere-se à identificação dos modelos de simulação de preço factíveis ao mercado. Com o intuito de realizá-la, ao longo deste capítulo será apresentada a taxonomia dos métodos de simulação de preços mais comumente encontrados no mercado e na literatura (seção 5.2) para, em seguida, analisá-los individualmente (seção 5.3), sobretudo quanto à aplicabilidade de seus pressupostos ao setor elétrico brasileiro.

Finalmente, o intento de determinar o método de valoração de derivativos elétricos se fará completo ao abordarmos brevemente a sexta etapa desta estrutura no transcorrer da seção 5.4 deste capítulo, em que destacamos os princípios básicos de como tais métodos de simulação podem ser utilizados no processo de precificação de derivativos, especialmente no caso de opções.

## **5.2 Taxonomia dos Métodos de Simulação de Preço:**

Primeiramente, a fim de definirmos os processos de simulação de preços mais difundidos e promissores é necessário destacarmos um fato muitas vezes confundido pelos agentes do mercado: simulação, ou modelagem, de preços não é previsão de preços futuros.

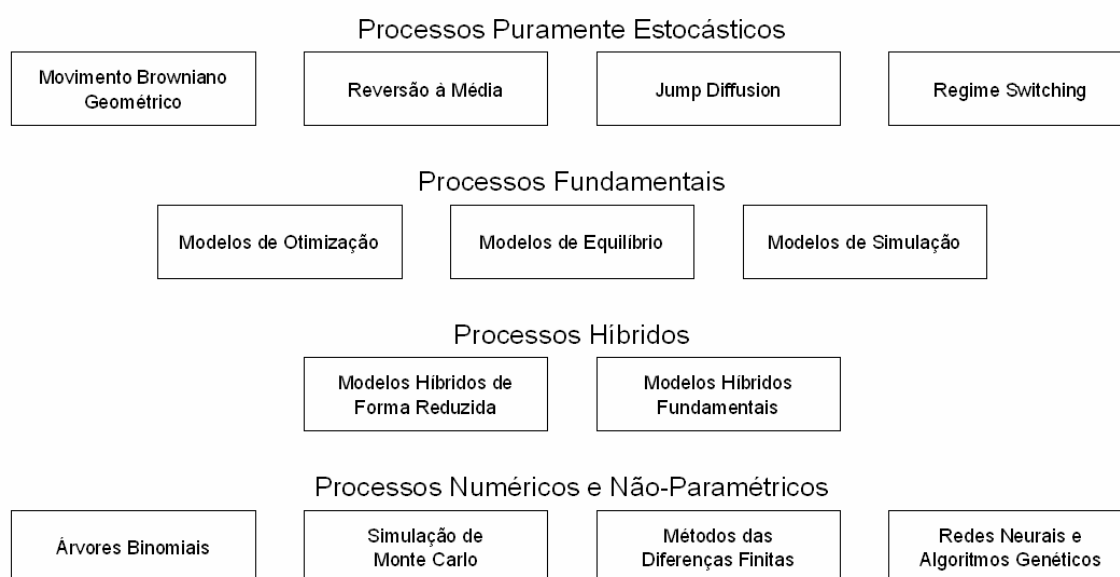
A simulação parte do princípio de que os preços futuros são incertos, mas que, porém, apresentam comportamentos definidos e/ou repetitivos. Tais comportamentos reincidentes, então, poderiam ser delineados por meio de modelagens, possibilitando a indicação de um conjunto de possibilidades futuras de preço compatíveis com o ativo em questão. Além do mais, é a concordância com o fato da existência de limitações próprias a previsões de preços futuros que fornece a necessidade da busca pelos agentes por métodos alternativos de proteção como os derivativos, uma vez que, “este fato é fundamental para os negócios que envolvam gerenciamento de risco, pois estes procedem da suposição de que preços não podem ser consistentemente e infalivelmente previstos.” (Eydeland e Wolyniec, 2003, p.118).



Apesar da limitação inerente quanto à incerteza dos preços futuros, a modelagem de preços representa uma das principais vias de entendimento quanto aos rumos futuros do ativo em questão. Entretanto, a própria escolha de como modelar os preços pode assumir diversas formas.

Modelagens resultantes de expectativas adaptativas, isto é, que através dos preços passados derivam o comportamento futuro do ativo, na maioria das vezes utiliza-se de processos puramente estocásticos<sup>25</sup>. Por sua vez, a análise de características próprias ao sistema de produção do ativo em questão - seus custos, receitas, insumos,... - pode fornecer indícios quanto a seu comportamento futuro, representando o que chamamos de modelagem fundamental.

**Figura 17. Taxonomia dos modelos de simulação de preços energéticos.**



Fonte: Adaptado e ampliado de Blanco et al. (2003).

<sup>25</sup> A denominação “processos puramente estocásticos” foi extraída de Blanco et al (2003). Também podemos nos referir a esta classe de processos como “*reduced-form process*” como descrito por Eydeland e Wolyniec (2003), ou ainda por “*parsimonius stochastic modelling*” como descrito por Bunn e Karakatsani (2003).

Ainda assim, os processos de simulação podem se classificar em opções ainda mais abrangentes. A própria interseção das abordagens anteriormente descritas dá luz à chamada abordagem híbrida, que envolve processos fundamentais e estocásticos em uma mesma modelagem. Além desta, a utilização de processos numéricos e não paramétricos também apresentam grande aceitação no setor elétrico devido à complexidade de resolução da maioria dos modelos propostos.

No caso específico do setor elétrico, a utilização de processos de simulação é essencial para a obtenção de uma curva de possibilidades futuras do preço da eletricidade que, como veremos, é o núcleo do processo de determinação dos preços dos derivativos.

### **5.3 Núcleo dos Sistemas de Precificação: Processos de Formação da Curva Futura de Preços:**

Em mercados financeiros, preços a termo<sup>26</sup> e spot são usualmente relacionados por meio de uma fórmula analítica derivada de condições de não arbitragem:

$$F(t, T) = e^{r(T-t)} S(t) \quad (5.1)$$

, onde  $F(t, T)$  é o preço a termo do ativo selecionado no tempo  $t$  com maturidade em  $T$ ,  $S(t)$  é o preço spot do ativo e  $r$  é a taxa de juros livre de risco do mercado.

Além disso, para o caso de commodities estocáveis a relação acima pode ainda ser ampliada de forma a incluir o custo de manutenção do ativo ( $y$ ):  $F(t, T) = e^{(r-y)(T-t)} S(t)$ .

Esta teoria de determinação de preço de contratos futuros no mercado financeiro assume como suposições básicas a inexistência de operações de arbitragem persistentes e a existência de um mercado perfeito e eficiente. Com isso, o preço futuro de um ativo financeiro refletiria exatamente o valor do contrato a vista, acrescido dos custos de mantê-lo

até a data de vencimento do contrato; pois qualquer diferença acarretaria uma possibilidade de arbitragem que seria rapidamente realizada.

Entretanto, fatores como a existência de custos diferenciados para aplicar e captar recursos, *spreads* entre os valores de compra e venda e falta de liquidez do ativo poderiam ocasionar o desequilíbrio entre o preço futuro e a vista do produto. Todavia, ao analisarmos o ativo elétrico incorremos em um problema muito mais significativo para invalidar a suposição de equilíbrio dos mercados spot e futuro através da arbitragem.

A relação que a possibilidade de manutenção do ativo determina entre os preços spot e a termo claramente não existe no mercado elétrico devido à impossibilidade de armazenamento da eletricidade. Tal situação pode ser comprovada pelo fato de que a manutenção da igualdade descrita acima só é garantida pelo esgotamento das possibilidades de arbitragem.

Possibilidades de arbitragem estas que, por sua vez, são obtidas por meio da construção de portfólios que possuam o ativo ou o contrato a termo, mantidos até a data de expiração, de forma a extrair ganhos provenientes da sobre valoração de um destes acima dos ganhos garantidos pela taxa de juros livre de risco do mercado<sup>26</sup>. De onde podemos concluir que diante da impossibilidade de manutenção física do ativo, mecanismos semelhantes de esgotamento das possibilidades de arbitragem dificilmente seriam aplicáveis provocando, em suma, a impraticabilidade do uso desta igualdade em mercados elétricos.

Além disso, como ressalta Eydeland e Wolyniec (2003), a prova da relação 5.1 é baseada na suposição de convergência entre preços futuro e spot na data de expiração do

---

<sup>26</sup> Na literatura específica do setor, usualmente chamados '*forward prices*', preços a termo correspondem a preços de uma quantidade fixa de um ativo em uma determinada data no futuro.

<sup>27</sup> Os ganhos de arbitragem seriam garantidos da seguinte forma: se  $F(t, T) < e^{r(T-t)} S(t)$ , o agente pegaria emprestado à taxa de juros livre de risco um montante necessário para a compra da commodity e o pagamento de seus custos de estocagem, ao mesmo tempo tomaria uma posição vendida no contrato a termo da commodity. Ao atingir a data de maturidade o agente exerceria a posição futura e venderia a commodity estocada, pagando o

contrato futuro ( $F(T, T) = S(t)$ ). Porém, conforme destacado por Bunn e Karakatsani, nos mercados elétricos “a percepção dominante é que o preço spot  $S(t)$  reflete somente os estados correntes de demanda e oferta, e é independente, devido à impossibilidade de estocagem, do preço a termo  $F(t, T)$  com maturidade no médio e longo prazo”. (Bunn e Karakatsani, 2003, p.11).

Como alternativa outra opção de abordagem, também inspirada em mercados financeiros, pode ser realizada sobre a curva de preços futuros do mercado, ao invés da abordagem sobre os preços *spot* da energia. O abandono da modelagem da dinâmica do preço spot, que será ressaltada nas próximas seções deste capítulo, em prol do foco nas estruturas dos preços a termo e futuros do ativo em diferentes datas de maturidade apresenta um grande potencial, porém sua limitação à aplicação em mercados elétricos é refletida pelo seu próprio pressuposto primordial: a existência de mercados de futuros estabelecidos.

Mesmo evidentemente impraticável no caso brasileiro, pela inexistência de um mercado de futuros de eletricidade, “esta modelagem tem sido mais atrativa em mercados maduros, como o Nórdico e o de Victoria, na Austrália, que introduziram ferramentas de *hedge* mais cedo em seus processos de liberalização” (Bunn e Karakatsani, 2003, p.13).

Logo, nos resta supor que o estudo das condições existentes no mercado elétrico unido ao conhecimento agregado pelos métodos de modelagem de preços desenvolvidos com o passar do tempo possa nos fornecer evidências quanto aos processos que seriam aplicáveis ao setor elétrico brasileiro. Na seqüência, então, apresentaremos o núcleo do processo de determinação da forma de apreçar derivativos, os métodos de simulação de preço. Sua apresentação segue o agrupamento destacado na taxonomia descrita na seção anterior, com

---

montante emprestado e obtendo um lucro sem risco equivalente a:  $F(t, T) - e^{r(T-t)} S(t) > 0$ . Prática análoga, e inversa, poderia ser realizada no caso de  $F(t, T) > e^{r(T-t)} S(t)$ .

uma abordagem mais detalhada sobre suas especificidades, pressupostos e limitações de aplicação no setor elétrico brasileiro.

### **5.3.1 Processos Puramente Estocásticos:**

Daremos início à apresentação dos métodos de modelagem da dinâmica de evolução dos preços dos ativos elétricos pelo grupo de modelos mais intimamente ligados ao sistema financeiro, os processos puramente estocásticos. Tais modelos, em geral, são adaptações de modelos largamente utilizados em ativos financeiros e em alguns casos especiais modificados de forma a incorporar características próprias do preço da eletricidade.

- **Movimento Browniano Geométrico:**

O mais simples e popular dos processos estocásticos, o Movimento Geométrico Browniano (MGB), é utilizado na modelagem da evolução dos preços desde trabalhos de Samuelson em 1965, conforme descrito por Eydeland e Wolyniec (2003).

O MBG é um processo estocástico contínuo no qual o logaritmo da variação aleatória do ativo segue um processo de Wiener<sup>28</sup>. Sua aplicação na modelagem matemática de alguns fenômenos do mercado financeiro foi destacada como promissora por ser próprio para descrever movimentos aleatórios (movimentos brownianos) e por possuir a vantagem adicional de obter valores estritamente maiores que zero, pois os preços são estritamente positivos.

Em um formato básico para um processo de fator único de MBG, as alterações de preço ( $dS_t$ ) entre os períodos  $t$  e  $t + dt$  são dadas pela equação 5.2:

$$dS_t = \mathbf{m}S_t dt + \mathbf{s}S_t dW_t \quad (5.2)$$

, onde  $S_t$  é o preço spot no tempo  $t$ ;  $\mathbf{m}$  e  $\mathbf{s}$  são os parâmetros de *drift* e a volatilidade; e  $dW_t$  correspondem aos incrementos do movimento browniano neste intervalo de tempo.

Nesse tipo de processo, os preços seguem um movimento aleatório, enquanto os incrementos  $dW_t$  são variáveis aleatórias normalmente distribuídas e independentes para quaisquer dois momentos  $t_1$  e  $t_2$  diferentes.

Conforme descrito por Philipovic (2007), a modificação do preço ao longo do tempo é determinada por dois componentes: o primeiro correspondente ao *drift*, ou seja, pelo termo determinístico de  $\mathbf{m}S_t dt_t$ , enquanto o segundo corresponde à contribuição aleatória na modificação do preço spot,  $\mathbf{s}S_t dW_t$ . Além disso, a abordagem do MBG na modelagem de preços resulta na suposição de lognormalidade dos preços, ou seja, de que os preços esperados crescem exponencialmente ao longo do tempo.

Em geral, no mercado financeiro o MBG é representado pelo modelo de precificação de derivativos de Black-Scholes. Sua elaboração resultou do trabalho de Fischer Black e Myron Scholes em 1973 que, apesar de sua ampla aceitação, apresenta pressupostos que ao serem analisados desaconselhariam sua utilização no mercado elétrico, como veremos posteriormente.

- **Reversão à Média:**

Uma alternativa ao processo descrito anteriormente são os modelos de reversão à média (*mean reverting*). Seu princípio é a inclusão de uma propriedade, muitas vezes encontrada em preços de ativos financeiros, denominada reversão à média a processos de

---

<sup>28</sup> Um processo de Wiener é um processo Gaussiano contínuo com incrementos independentes. O Processo Gaussiano é um processo estocástico cuja cada combinação linear finita é normalmente distribuída.

preço já existentes como o próprio MBG; apresentando-se mais como uma modificação e ampliação de modelos existentes do que como um método de origem alternativa.

Uma quantidade detém a propriedade de reversão à média em direção a certo nível, chamado média de longo prazo, se exhibe a seguinte propriedade: quanto mais longe ela estiver deste nível, maior é a probabilidade de que no futuro ela retorne ao nível.

Conforme ressaltado por Eydeland e Wolyniec (2003), o MBG descrito pela equação 5.2 não apresenta este tipo de propriedade, primeiramente, por não apresentar qualquer informação sobre o termo médio de longo prazo, e segundo, pelas distribuições das modificações futuras nos logaritmos de preços serem as mesmas independentes do seu nível atual.

Com o intuito de acrescentar a propriedade de reversão à média a processos do tipo descrito na seção anterior, por exemplo, podemos adotar modelos como os descritos nas equações 5.3 e 5.4:

- Reversão à média do preço de longo prazo:

$$dS_t = k(S_\infty - S_t)S_t dt + \mathbf{s}S_t dW_t \quad (5.3)$$

- Reversão à média do logaritmo do preço de longo prazo:

$$dS_t = k(\mathbf{q} - \log S_t)S_t dt + \mathbf{s}S_t dW_t \quad (5.4)$$

, onde  $S_\infty$  é a média de longo prazo, ou seja, o nível a que a variável tende se aproximar ao longo do tempo,  $k$  representa a força sobre a qual este movimento atua sobre a variável e, no caso da relação 5.4,  $\mathbf{q} - \frac{1}{2k}\mathbf{s}^2$  é a média de longo prazo dos logaritmos dos preços spot.

Note que apenas o termo determinístico do processo browniano sofreu alteração de forma a incorporar as características de reversão à média do preço. Na equação 5.3, por exemplo, este termo chamado de *drift* é positivo quando o preço spot é menor que a média de longo prazo e negativo quando o inverso ocorre; dessa forma, sempre atuando no sentido de

desviar a probabilidade de alteração dos preços para o próximo período na direção da média de longo prazo da variável, ou seja, atribuindo à equação a possibilidade de apresentar a propriedade de reversão à média.

- **Jump Diffusion:**

Modelos *Jump Diffusion*, ou de modelagem de saltos aleatórios, na falta de melhor tradução, são modelos que buscam retratar o que anteriormente neste trabalho foram chamados de picos de preços. Como processos como o MBG e a reversão à média são incapazes de reproduzir movimentos súbitos e significativos de variação dos preços, como os encontrados em mercados financeiros, especialmente em mercados energéticos, a função dos modelos *jump diffusion* é incorporar estes movimentos específicos ao processo de simulação de preços.

Um dos efeitos primordiais da presença de picos de preço é provocar a presença de caudas largas na distribuição de preços. Isto é, desvios não frequentes extremos das séries causados pelos picos de preço provocam um maior achatamento da distribuição de preços, se traduzindo em um valor elevado da curtose na série de preços que, se negligenciada, causaria uma limitação significativa ao modelo proposto.

Um modelo de *jump diffusion*, por exemplo, poderia conter um processo como o descrito na equação 5.2 (ou ainda, como os descritos nas equações 5.3 e 5.4), somado a um processo de “saltos”. Esse processo de “saltos” poderia também assumir diversos formatos, como por exemplo: a magnitude dos saltos poderia ser determinada por uma distribuição lognormal, como descrito por Philipovic (2007, p.108), ou ainda a ocorrência dos saltos poderia seguir processos como o de Poisson, como descrito por Eydeland e Wolyniec (2003) e representado na equação abaixo:



$$dS_t = \mathbf{m}S_t dt + \mathbf{s}S_t dW_t + (Y_t - 1)S_t dq_t \quad (5.5)$$

, onde  $Y_t - 1$  é uma variável aleatória representando a magnitude dos saltos nos retornos dos preços e  $q_t$  é um processo de Poisson que define as ocorrências dos saltos.

Novamente, assim como a reversão à média, termos como o de *jump diffusion* não necessitam ser totalmente independentes a outros processos. Pelo contrário, na maior parte das vezes sua inclusão visa acrescentar comportamentos presentes nos dados observados, nesse caso a presença de picos de preço, a outro distinto processo como o MGB ou modelos de reversão à média de forma a se aproximar ainda mais da representação do comportamento complexo que muitas vezes o preço exhibe no mundo real.

- **Regime Switching:**

Existe, ainda, uma abordagem alternativa ao processo destacado até este momento de integração simultânea de diversos comportamentos em apenas uma equação diferencial. É possível estabelecer um modelo, composto por um diferente número de regimes ao invés de apenas integrá-los em somente um processo de movimento de preços.

Dessa forma, diversos regimes independentes são determinados. Cada um destes regimes possui seu próprio processo de determinação do preço futuro esperado e a seleção dentre qual regime estaria vigente a cada momento é dada através de um conjunto de regras específicas. O comportamento final do preço é então determinado por uma função de distribuição de probabilidades, responsável pela escolha dentre os diversos regimes daquele que será responsável pela formulação do resultado final do modelo a cada momento.

Um exemplo de modelos de *regime switching* pode ser transcrito por dois regimes compostos por processos de retorno de preços que seguem o movimento browniano

(Eydeland e Wolyniec, 2003, p.190), em que cada um segue um processo conforme o descrito pela equação 5.2:

$$\frac{dS}{S} = \begin{cases} \mathbf{m}_L dt + \mathbf{s}_L dW_L & \rightarrow P_L = 1 - \mathbf{I}_{LU} dt \\ \mathbf{m}_U + \mathbf{m}_U dt + \mathbf{s}_U dW_U & \rightarrow P_U = 1 - \mathbf{I}_{UL} dt \end{cases} \quad (5.6)$$

, com uma matriz de probabilidade de transição descrita por:

$$P = \begin{pmatrix} 1 - \mathbf{I}_{LU} dt & \mathbf{I}_{LU} dt \\ \mathbf{I}_{UL} dt & 1 - \mathbf{I}_{UL} dt \end{pmatrix}$$

, onde a diagonal principal corresponde à probabilidade de se manter no regime, e o restante de alterá-lo. Por exemplo,  $\mathbf{I}_{UL}$  representa a taxa de transição entre o estado U e o estado L.

Tal procedimento permite que em um mesmo processo de simulação de preços coexistam dois estados que possuam diferentes valores de volatilidade e *drif*. Além disso, cada regime pode ser estimado por meio de um conjunto de dados pré-selecionados específicos que aumentem seu desempenho na capacidade de reproduzir os comportamentos particulares que os preços possam apresentar de acordo com seu nível corrente<sup>29</sup>.

Através de modelos deste tipo é possível ainda acrescentar regimes compostos por equações que reproduzam as propriedades de reversão à média ou *jump diffusion* como as descritas nas seções anteriores em um mesmo regime, ou também, em regimes independentes de preço.

### 5.3.1.1 Aplicação de Processos Puramente Estocásticos a Mercados Elétricos:

Até o momento, o que foi escrito sobre os processos puramente estocásticos restringiu-se apenas à sua apresentação. É nesta seção, então, que iremos avaliar suas virtudes e

---

<sup>29</sup> Essa propriedade é especialmente desejável em conjunto de dados que apresentem diversos comportamentos observáveis e de origem diversa atuando em paralelo na sua determinação. Este fato é visível em mercados elétricos, por exemplo, pela presença simultânea de volatilidade e os picos de preço, cujas origens e estruturas

limitações quanto a aplicações ao setor elétrico, especialmente na sua utilização na estimação de processos de distribuição de preços de eletricidade no ambiente de contratação livre do mercado brasileiro.

Iniciando-se a análise pelos processos de MBG, é destacável que apesar da sua grande adoção, a simplicidade de parte dos seus pressupostos resulta em significativas restrições em sua concepção quando tratamos da simulação do comportamento de preços elétricos.

Dentre as principais vantagens desta modelagem podemos destacar sua capacidade de descrever movimentos aleatórios, de produzir valores estritamente maiores que zero (assim como os preços que são estritamente positivos) e, principalmente, a vantagem que sua ampla difusão no setor financeiro traz quanto ao conhecimento da modelagem e a influência sobre o comportamento dos agentes. Esta difusão pode ser considerada como consequência da grande aceitação do modelo de precificação de derivativos de Black e Scholes.

Entretanto, apesar de sua ampla aceitação, esta modelagem apresenta pressupostos que ao serem analisados desaconselhariam sua utilização no mercado elétrico. Como todo processo de Wiener é um processo Gaussiano, a abordagem do MBG na modelagem de preços resulta na suposição de lognormalidade dos preços. Entretanto, conforme observamos na seção 3.3.4 deste trabalho, os preços e os retornos do setor elétrico nacional não apresentam evidência estatística de seguirem uma distribuição normal ou lognormal respectivamente, fornecendo um forte indício de que a aceitação de tal pressuposto possa ocasionar resultados insatisfatórios de previsão.

Além disso, o pequeno número de graus de liberdade dos modelos deste tipo dificulta a captura da estrutura complexa de volatilidade dos ativos energéticos. Fatores como sazonalidade, flutuação, tendência e picos de preço são dificilmente representados em modelos de MBG, apesar das evidências de suas presenças serem fortes em mercados

---

podem ser consideradas independentes, mas que, porém, se fossem estimadas em conjunto poderiam levar a má especificação do modelo que as incluíssem simultaneamente.

elétricos como descrito no terceiro capítulo. Como resultado desta limitação podemos destacar ainda a impossibilidade de modelar a elevada curtose (“caudas gordas”) encontrada em distribuições de preço de eletricidade (seção 3.3.1) por meio de modelos deste tipo.

O baixo número de graus de liberdade traz também uma limitação ainda mais evidente. A volatilidade neste tipo de modelo é tratada de forma implícita, não recebendo uma investigação exclusiva. Conforme descrito no quarto capítulo, o comportamento complexo da volatilidade não deve ser negligenciado se o objetivo é simular os preços elétricos; além do mais, modelagens que supõem volatilidade constante são repetidamente descritas como inferiores na literatura do setor elétrico e claramente superadas por alternativas na previsão de preços futuros (*out of sample*) no caso brasileiro como ressaltado no decorrer da seção 4.4.

Ao ampliarmos a análise ao modelo de Black-Scholes, constatamos que este parte de premissas referentes à formação de preços futuros que não seriam aplicáveis ao setor elétrico, tais como a formação do preço através de mecanismo de arbitragem semelhante ao apresentado na seção 5.3, que conforme nos referimos anteriormente é incompatível com o ativo elétrico pela característica de não estocabilidade desse ativo. Além do mais, ele assume também premissas quanto à existência de uma taxa de juros livre de risco constante, de difícil generalização e cálculo quando nos referimos a atividades complexas como se apresenta o setor elétrico.

Como ampliações de um modelo browniano simples foram apresentadas anteriormente a reversão à média e os modelos *jump diffusion* como alternativas. Apesar dos capítulos empíricos desta dissertação não incluírem a investigação quanto à presença da propriedade de reversão a uma média do preço spot de eletricidade brasileiro, a experiência de outros mercados internacionais corrobora a necessidade de avaliação destes modelos.

Bunn e Karakatsani (2003, p.6) ressaltam que “a comparação entre modelos alternativos (movimento browniano geométrico e reversão à média com ou sem saltos) em

diversos níveis de mercados desregulados sugerem modelos de reversão à média com componentes de saltos como uma mais adequada especificação.”

Nesse sentido, apesar de modelos como os descritos pelas equações 5.2 e 5.3 herdarem boa parte das limitações antes apresentadas pertencentes aos modelos de movimento browniano, eles são capazes de, ao incluírem um comportamento presente na série de preços como a reversão à média, modificar a distribuição simulada de preços de forma a melhor se adaptar aos dados reais. A mesma justificativa pode ser apresentada na defesa de modelos *jump diffusion*. Porém, assim como no caso do MBG, em modelos de reversão a média a volatilidade é modelada implicitamente, o que levaria novamente as limitações da descrição do comportamento da volatilidade analisadas anteriormente.

Ao mesmo tempo, a clara presença de picos de preço em mercados elétricos justifica a necessidade de uma abordagem que seja capaz de representá-los como, por exemplo, os modelos de *jump diffusion*; no caso brasileiro isso não é diferente. A análise da estatística descritiva contida na seção 3.3.1, em conjunto com a observação da distribuição de preços do mercado atacadista brasileiro (figura 12, terceiro capítulo), não deixa dúvidas, principalmente no caso do subsistema Nordeste, quanto à presença de picos de preços no sistema brasileiro.

Conforme descrito anteriormente, a volatilidade (variável e de origem estocástica) e os picos de preço são efeitos diferentes e independentes, além de serem facilmente encontrados em preços elétricos, como no caso brasileiro. A falta de uma modelagem dos picos então acarreta um viés na estimação da volatilidade que pode deturpar significativamente a capacidade descritiva do modelo. Além disso, modelos com saltos são bons para modelar distribuições com maior grau de achatamento (elevada curtose) como as encontradas nos preços elétricos brasileiros.

No entanto, a calibração de parâmetros em modelos deste tipo é normalmente complicada, conforme descrito por Eydeland e Wolyniec (2003). Muitos dados são requeridos

para sua determinação e os processos usados para computar seus parâmetros, como o de mínimos quadrados e o de máxima verossimilhança, tendem a convergir vagorosamente em dados como os de preços elétricos. Além disso, as funções objetivo nesse caso usualmente apresentam uma vizinhança muito íngreme o que resulta em parâmetros estimados potencialmente instáveis.

A alternativa então apresentada é a utilização de diversos processos em um mesmo modelo não mais sob uma mesma equação, mas de forma independente através de, por exemplo, modelos de *regime switching*. Modelos deste tipo permitem que um processo seja formulado com maiores graus de liberdade em relação a propriedades importantes como a volatilidade.

Mesmo no caso simplificado apresentado na relação 5.6, apesar da volatilidade ser ainda modelada implicitamente, o processo descrito acrescenta a possibilidade de duas volatilidades distintas correspondentes a situações distintas do comportamento do preço elétrico. Modelos deste tipo podem ainda acrescentar regimes próprios de modelagem de volatilidade (estocásticos ou não), reversão à média, saltos, ou ainda quaisquer propriedades identificadas na série de preços.

Cabe ressaltar que apesar dos modelos de *jump diffusion* com reversão à média serem capazes de produzir processos de picos de preço realísticos, eles apresentam uma limitação se comparados à sua aplicação em processos que envolvam mais de um regime. A fim de tornar os saltos transitórios é necessário que em um modelo com apenas uma equação diferencial exista um forte componente de reversão à média que force o retorno do preço a níveis próximos aos níveis iniciais. Nesse sentido, os modelos de *regime switching* apresentam a vantagem de, ao separar os dois movimentos de reversão e de saltos, produzir comportamentos semelhantes sem a necessidade do processo de reversão agir sobre os picos de preço o que poderia levar a uma má especificação do processo de reversão à média. O

mesmo tipo de justificativa pode ser utilizado para destacar a vantagem da separação em diferentes regimes da análise do comportamento da volatilidade e dos picos de preço, em que a modelagem simultânea de ambos pode causar um viés não apresentado na utilização de modelos com vários regimes.

Porém apesar de suas vantagens, os modelos de *regime switching* incorrem também em diversas limitações a começar pela que envolve cada um dos processos presentes na determinação de cada regime utilizado. Além disso, é significativo o aumento da complexidade de modelos deste tipo, o que leva a uma maior dificuldade de estimação de parâmetros, análise dos dados, determinação das regras de escolha de regimes e, em fim, da determinação do modelo de uma forma geral.

Não obstante, apesar de não destacada explicitamente neste capítulo, existe outro tipo de modelagem essencialmente importante quando se trata dos processos de simulação de preços como um todo: a modelagem da volatilidade. No quarto capítulo foram apresentadas algumas das opções desta modelagem e, dentre elas, foi dada uma maior atenção aos modelos da família GARCH<sup>30</sup>. Porém, estes modelos podem não ser apropriados à aplicação direta a dados elétricos, pois a presença de grandes picos de preço pode, sem o devido tratamento, ocasionar impactos severos na estimação da volatilidade.

Finalmente, um dos principais pontos a se destacar é que processos puramente estocásticos são incapazes de incorporar informações críticas qualitativas sobre o futuro do setor. Seu foco no preço, e apenas em seu comportamento, inviabiliza a inclusão de informações quanto a situações de alterações de capacidade de geração e modificações de demanda, entre outras, que determinam mudanças significativas demais sobre as situações a que o mercado está sujeito para serem negligenciadas. Por esse motivo faz-se necessária a

---

<sup>30</sup> Além destes modelos, conforme destacado por (Hull, capítulo 24, 2006), modelos de volatilidade estocástica também são muito utilizados na precificação de ativos financeiros, tais como um dos primeiros exemplos de modelos deste tipo representado pelo modelo de Hull-White, ou como um dos modelos mais adotados nos mercados financeiros atualmente, o modelo de Heston.

pesquisa sobre abordagens alternativas de determinação do processo de simulação de preços elétricos que não incorram em processos puros de preço, como as descritas a seguir.

### **5.3.2 Processos Fundamentais:**

Apesar da ampla adoção dos processos puramente estocásticos, principalmente na área financeira, sua análise é derivada da investigação realizada somente sobre o comportamento do preço, o que em mercados complexos pode representar uma perigosa simplificação da realidade. Nesse sentido é importante analisar a alternativa representada pelos processos fundamentais que caminham exatamente na contramão desta simplificação.

Os processos fundamentais estão na sua maioria relacionados com o próprio objeto de estudo das ciências econômicas<sup>31</sup> e ao estudo das relações humanas de produção, distribuição e reprodução de recursos escassos. Sua dinâmica parte da incorporação do estudo da estrutura de produção do próprio ativo a fim de compreender o desempenho do mercado e possibilitar a criação de modelos que permitam previsões mais acuradas sobre as variáveis desejadas.

Este trabalho então considera como as mais utilizadas abordagens existentes de processos fundamentais compatíveis com a modelagem do mercado elétrico a teorias descritas pelo trabalho desenvolvido por Baíllo et al. (2005) de identificação das tendências de modelagem do mercado elétrico de geração.

Três abordagens se destacam: modelos de otimização, modelos de equilíbrio e modelos de simulação. Os modelos de otimização focam na resolução do problema de maximização para uma firma competidora no mercado; os modelos de equilíbrio representam o comportamento do mercado como um todo a partir da competição entre seus participantes; e

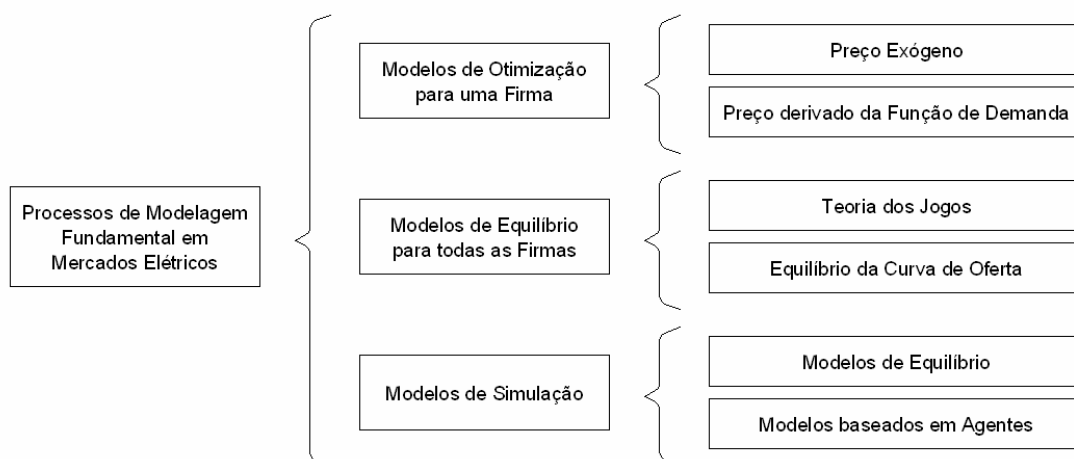
---

<sup>31</sup> Ver Cano (1998).



os modelos de simulação apresentam-se como alternativa a problemas complexos demais para serem tratados por modelos de equilíbrio.

**Figura 18. Tendências da modelagem de mercados de eletricidade.**



Fonte: Adaptado de Baíllo et al. (2005).

A primeira vertente representada por modelos de otimização é formulada basicamente a partir da busca de uma única firma em maximizar seu lucro. Como consequência, somente uma função objetivo sujeita a restrições técnicas e econômicas é levada em consideração, assim como na teoria da firma da microeconomia neoclássica. De mais fácil computação, este processo é mais indicado a problemas específicos e mais detalhados o que, segundo Baíllo et al. (2005), os tornariam aconselháveis à resolução de tarefas como a construção de curvas de custo, coordenação de geração, ou ainda gerenciamento de risco, para os casos de decisões de curto prazo.

Modelos de equilíbrio, por sua vez, representam o comportamento do mercado considerando a competição que ocorre entre todos os seus integrantes ao formular um modelo de equilíbrio em mercados imperfeitos. A interação entre os componentes do mercado é então obtida através de algum processo de clearing de preços que atua entre as funções objetivo de cada um dos participantes do mercado.

Sua computação envolve a decisão de qual processo possibilitaria a interação entre os agentes do mercado, o que é feito usualmente através de duas ferramentas: a teoria dos jogos ou a busca pelo equilíbrio da curva de oferta. A primeira utiliza-se de teorias como o equilíbrio de Cournot de forma a investigar o equilíbrio em competição imperfeita; seu uso seria então recomendado em questões de planejamento de longo prazo, decisões de expansões de capacidade, coordenação de geração de longo prazo e em análises de poder de mercado que deveriam levar em consideração todos os participantes do mercado. A segunda abordagem ressalta que a firma expressaria suas decisões de acordo com sua função de oferta que indica o preço no qual ela oferece diferentes quantidades ao mercado. Esta abordagem segundo Baíllo (2005, p.903) seria mais indicada a problemas de estimação de preços futuros de médio prazo, além de aplicações como análises de poder de mercado e de restrições de transmissão.

Modelos de equilíbrio geral são freqüentemente baseados em uma definição formal de equilíbrio expressa por meio de um sistema de fórmulas matemáticas que, no entanto, por diversas vezes apresenta tamanha complexidade de parâmetros e restrições que impossibilitam a sua própria resolução de maneira literal. Por este motivo surge a necessidade de utilização de modelos fundamentais de simulação.

Assim como os modelos de equilíbrio, modelos de simulação também possuem um processo de clearing incluso em sua estrutura, mas permitem uma maior flexibilidade no método de concepção desta estrutura. Em geral, estes modelos representam a dinâmica de decisão de cada agente segundo um conjunto seqüencial de regras sujeitas as decisões dos demais agentes. Como resultado de sua flexibilidade de concepção, a área de atuação destes modelos engloba boa parte dos casos descritos anteriormente nas duas primeiras formas de modelagem fundamental do setor elétrico.

A abordagem fundamental de maneira geral para o caso específico de simulação de preço, conforme destacado por Schwager (1984), é um método que visa investigar através do conhecimento do mercado qual seria o mais correto nível de preço dado certas condições estatísticas. Dessa forma, ela atuaria principalmente na construção de expectativas anuais, semestrais e, em algumas instâncias até mensais sobre os níveis de preço sem, no entanto, incluir a capacidade de prever instabilidades temporárias de seus níveis.

Estes métodos, então, não seriam recomendados no caso de indicadores de elevada frequência temporal (semanal, diário, horário,...), pois estes estariam mais sujeitos aos movimentos imprevisíveis e repentinos não inclusos na modelagem determinística dos modelos de otimização e equilíbrio, e especialmente presente em preços de eletricidade. Contudo, mesmo frente a esta limitação destacada da análise fundamental, ainda é possível à construção de certos tipos de instrumentos de derivativos que levam em consideração fluxos mais duradouros, envolvendo cálculos mensais e até mesmo anuais sobre o nível de preços.

Independente de qual abordagem escolhida, a seleção das variáveis explicativas de cada um destes modelos parte da análise das características próprias ao sistema de produção do ativo em questão. Uma análise de custos no mercado elétrico, por exemplo, envolveria a especificação acurada das capacidades de geração na região - incluindo capacidades existentes e projetadas -, propriedades dos combustíveis utilizados - valor calórico (heat rate) e comportamento do preço -, além dos demais custos envolvidos nas unidades de produção - custos variáveis, fixos e afundados.

Enquanto isso, uma análise da demanda deveria incorporar características, como por exemplo, a dinâmica da carga requerida pelos diversos setores econômicos, características demográficas e análises estatísticas quanto a sua tendência e ciclos. Outro importante fator a ser considerado são as restrições de mercado como, por exemplo, restrições de transmissão - de capacidade, de topologia, de custos e de perdas de carga -, restrições ambientais - taxas e

impostos sobre poluição, níveis de emissão permitidos –, restrições financeiras – custo do capital, taxas de juros, condições de financiamento – e restrições de operação – tempos de reinício de produção e de manutenção das usinas (outages rates).

Assim, modelos fundamentais que incorporam as variáveis descritas acima podem ser utilizados com o intuito de fornecer subsídio ao planejamento de médio e longo prazo, tanto quanto ao nível de produção quanto ao comportamento das condições do mercado da eletricidade. Porém, a amplitude das variáveis envolvidas deixa evidente mais um problema, pois, a formulação de modelos que abordem tantas propriedades como as descritas acima por muitas vezes podem enfrentar uma dicotomia entre detalhismo e perda de poder explicativo.

Nesse sentido, se faz necessário à busca por modelos mais parcimoniosos que, a partir da escolha de uma variável objetivo, delineiem dentre as características integrantes do mercado as que são mais influentes. Esta identificação pode se dar tanto através de uma análise estrutural do mercado (forma qualitativa) quanto por meio de comparações quantitativas das variáveis relacionadas ao setor, utilizando-se principalmente de análises sobre as correlações das variáveis e estatísticas afins.

Como já pudemos destacar nesta dissertação, a variável objetivo de nosso problema é claramente o preço de curto prazo do mercado de eletricidade brasileiro (PLD), pois é a partir dele que são determinados os derivativos em questão. Além disso, como já pudemos observar, algumas das principais características que o influenciam já foram destacadas ao longo deste trabalho. No primeiro capítulo, através da análise do processo de formação do PLD delimitamos as variáveis de maior destaque em sua determinação, para em seguida analisar cada uma individualmente no decorrer do terceiro capítulo, principalmente ao que se refere o conteúdo da seção 3.2.

Os processos fundamentais oferecem uma alternativa importante de abordagem à solução do problema de simulação de preços futuros em mercados de eletricidade. No

entanto, não é apenas através da escolha entre a utilização de apenas um dentre os processos puramente estocásticos ou um dos processos fundamentais que podemos obter melhorias na simulação do comportamento do preço da eletricidade do mercado elétrico brasileiro como veremos a seguir.

### **5.3.3 Processos Híbridos:**

Conforme vimos, processos puramente estocásticos na sua maioria são processos puros de preço que visam reproduzir diretamente através de um modelo matemático o comportamento do preço. Enquanto isso, processos fundamentais analisam dentre as diversas variáveis existentes no mundo real aquelas que apresentam maior influência sobre a variável objetivo, a fim de estruturar um modelo determinístico que explique seu nível e suas variações.

Porém quaisquer dessas duas escolhas incorrem em limitações bem características. A restrição que um processo determinístico enfrenta na reprodução de movimentos em curtos períodos de tempo é um exemplo do que pode ser superado se conciliarmos processos fundamentais a puramente estocásticos, pois este último ao incluir a aleatoriedade em sua concepção é mais adequado para retratar a alta frequência de oscilações que os preços apresentam em curtos períodos de tempo. Por outro lado, não é necessário que se incorra em uma limitação direta sobre os pressupostos ao se analisar somente o histórico de preços em uma tomada de decisão. O abandono da restrição de se lidar somente com processos puros de preço em prol de processos que envolvam mais variáveis explicativas pode fornecer potenciais ganhos na simulação dos preços de mercado.

Assim sendo, uma nova classe de modelos, chamados de processos híbridos, que visaram mesclar os modelos anteriormente descritos ganharam gradativa importância,

especialmente no ramo de simulação de preços conforme destacado por Blanco et al. (2003). A idéia central destes modelos é compor processos que envolvam virtudes tanto de processos estocásticos quanto de processos fundamentais, por exemplo, “substituindo parte dos parâmetros e incertezas da formulação estocástica por comportamentos baseados na formulação fundamental” e, ao mesmo tempo, “misturando a riqueza de informações de curvas de preço futuras à riqueza de dados históricos climáticos e de carga” (Blanco et al., 2003, p.3).

Dois subconjuntos destes modelos híbridos podem ser então destacados: modelos híbridos de forma reduzida (*reduced form hybrid models*) e modelos híbridos fundamentais. O primeiro destes visa modelar o preço da eletricidade indiretamente, através de uma transformação de um conjunto de variáveis com melhores características estatísticas do que os preços.

Seu processo segue as seguintes etapas: depois de identificadas as variáveis de influência que correspondem em grande parte às variáveis identificadas pela análise fundamental sobre a formação do preço elétrico, uma função de transformação é utilizada sobre estas variáveis e calibrada através de dados históricos, a fim de que os resultados dessa função se adéquem a simulação dos preços elétricos.

Essa função de transformação assume diversos formatos, mas em sua maioria está relacionada a processos como os descritos na seção anterior. Por exemplo, um processo híbrido desse tipo pode ser obtido se: partindo de um processo de *jump diffusion* relacionarmos a magnitude e ocorrência de seus saltos não mais ao histórico dos preços, mas a dados fundamentais como a margem de reserva de produção, níveis de carga e oferta, risco de racionamento, ou outros indicadores de influência sobre o preço. Enquanto isso, o restante do modelo poderia continuar se beneficiando das vantagens apresentadas pelos processos puramente estocásticos.

Por sua vez, a segunda forma observada de processos híbridos é representada por modelos híbridos fundamentais que deteriam as seguintes etapas primordiais: uma primeira etapa referente à identificação de qual seria o mecanismo de formação do preço no mercado elétrico; uma segunda etapa acerca da identificação das variáveis de entrada que influenciam o processo de formação de preço definido; e finalmente, a última etapa referente ao estabelecimento da função de transformação - neste caso uma transformação baseada no próprio funcionamento do mercado e não mais em um processo estatístico - que permita que as variáveis de entrada destacadas se convertam no preço elétrico observado.

Dessa forma o processo de simulação seria ex ante ao processo de transformação, ao contrário dos modelos de forma reduzida, e atuaria sobre as variáveis de entrada ao invés de diretamente sobre o processo que formula o preço. Assim, o tratamento das variáveis de entrada, ao serem inseridos em um modelo fundamentado no funcionamento do mercado, seria responsável por produzir uma distribuição de preços que fosse compatível com os valores observados no mercado.

A concepção de um modelo como este último para o mercado brasileiro seria perfeitamente possível. Como ressaltamos no primeiro capítulo desta dissertação, o mercado de eletricidade brasileiro tem uma formação de preço sob regras pré-estabelecidas, o que facilita a determinação dos principais componentes formadores do preço da eletricidade.

Seguindo a análise do terceiro capítulo, a demanda, a capacidade instalada (oferta) e a afluência são apontadas como os principais precursores dos movimentos de preços. Por sua vez, visto as limitações de formulações de processos estocásticos de simulação dos preços destacadas na seção 5.3.1.1, é possível que melhores resultados sejam obtidos através da simulação direta das variáveis de entrada ao invés do tratamento exclusivo dos preços.

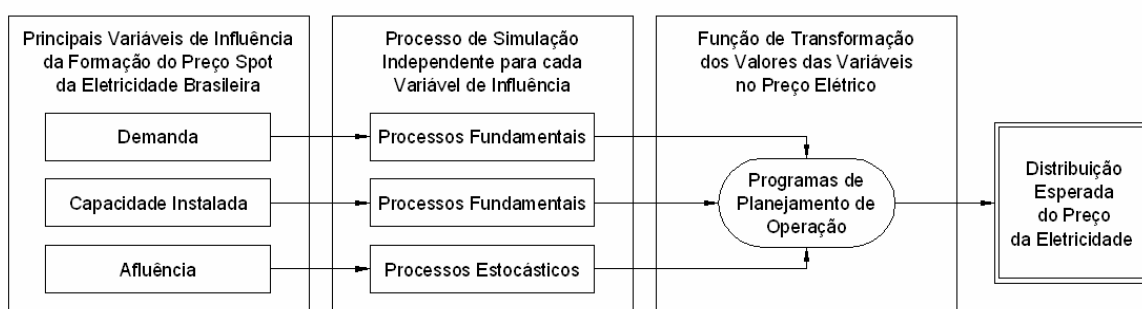
Nesse sentido, a simulação de projeções de demanda assim como de oferta de energia elétrica se apresentam como uma área de típica utilização de processos fundamentais. A

análise de cenários poderia então fornecer indicadores para o processo de simulação tanto sobre os níveis previstos de demanda futura quanto sobre as possibilidades de capacidade instalada futura.

Enquanto isso, a representação de afluições futuras pode ser considerada como um processo de origem essencialmente estocástica, conforme os anteriormente descritos na seção 5.3.1, e, além disso, apresentam como uma das vantagens em relação à simulação direta do preço a existência de uma longa série de afluição conhecida<sup>32</sup>.

Finalmente, restaria estabelecer o formato com o qual estas variáveis se transformariam no preço de mercado. E, neste ponto, essa abordagem tem uma vantagem significativa na aplicação ao mercado brasileiro pelo método de determinação do preço spot ser pré-definido, através da utilização dos programas Newave e Decomp, que detêm uma forma conhecida e de fácil reprodução<sup>33</sup>.

**Figura 19. Processo híbrido fundamental aplicado ao mercado brasileiro.**



Fonte: Elaboração própria.

<sup>32</sup> Apesar de ser extremamente difícil prever com exatidão o nível semanal da afluição (fato ainda pior se considerarmos uma antecedência de um ano ou mais necessária na formulação de alguns derivativos), quando nos referimos a escalas de tempo maiores (mensal, sazonalidade anual,...) esta série de dados apresenta movimentos bem característicos e mais “bem comportados” que a série de preços de eletricidade. Portanto, como estamos interessados na simulação de preços, ao invés de sua previsão pontual, a escolha da simulação desta variável pode ser benéfica de forma a ampliar a capacidade preditiva do modelo de simulação dos preços elétricos brasileiro.

<sup>33</sup> A reprodução dos valores obtidos pelo Newave a partir dos dados de entrada é considerada fácil no sentido de requerer apenas poder computacional para ser obtida.



No entanto, a adoção de um modelo como o descrito anteriormente, ao incorporar diversas abordagens simultaneamente incorre em um aumento significativo da complexidade de seu cálculo. Por exemplo, em modelos deste tipo as distribuições de preço simuladas não são resultado direto da resolução das equações envolvidas no processo escolhido, como é possível se obter no caso do MBG.

Para resolver esse tipo de problema é comum a utilização de processos auxiliares como a Simulação de Monte Carlo, capaz de formular uma distribuição empírica dos preços a partir do modelo escolhido. Além disso, a utilização de alternativas como algoritmos de redes neurais que simplifiquem a obtenção dos resultados derivados de programas como o Newave e o Decomp podem oferecer ganhos por proverem uma economia na necessidade do poder computacional requerido para se chegar aos seus resultados.

Devido a sua grande utilização tais processos auxiliares serão destacados na próxima seção. No entanto cabe ainda ressaltar que estes processos não são limitados apenas a auxiliar a resolução de outros processos, mas também em sua maioria são capazes de gerar processos independentes de simulação de preços.

### **5.3.4 Processos Numéricos e Não-Paramétricos:**

Finalmente atingimos o quarto e último grupo a que daremos destaque no conjunto de processos capazes de simular os preços elétricos com o intuito de valorar derivativos no setor elétrico. Na ausência de fórmulas exatas e de fácil solução para descrever processos é possível, de acordo com Hull (2006), a utilização de processos numéricos a fim de valorar derivativos.

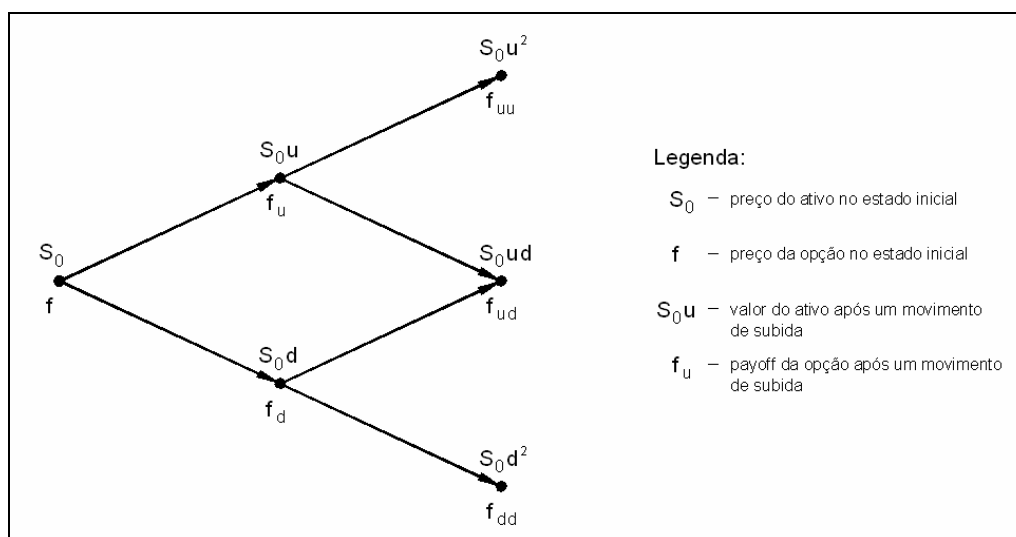
Alguns dos principais exemplos destes processos envolvem a representação dos movimentos de preços da eletricidade em forma de árvore, chamadas árvores binomiais;

processos de Simulação de Monte Carlo; ou ainda métodos de diferenças finitas. Além destes é possível também destacar a utilização de processos que podem ser chamados de não paramétricos<sup>34</sup> como os algoritmos de inteligência artificial, de onde se destacam as redes neurais e os algoritmos genéticos.

- **Árvores Binomiais:**

Segundo Hull (2006, p.241), “árvores binomiais são diagramas que representam os diferentes caminhos possíveis que poderiam ser seguidos pelo preço spot ao longo da vida de uma opção”. Sua suposição básica é de que o preço spot segue um movimento aleatório (“random walk”), apresentando a cada etapa às possibilidades de mover-se para baixo com certa probabilidade ou de mover-se para cima com outra probabilidade.

**Figura 20. Diagrama de uma árvore binomial com duas etapas sob ausência de arbitragem.**



Fonte: Elaboração própria.

Além de ser intuitivo e de fácil visualização, este método apresenta grande aceitação no setor financeiro por obter conclusões idênticas ao MBG e, por conseguinte, ao modelo de

<sup>34</sup> Nomenclatura de acordo com o trabalho de Bunn e Karatsani (2003).

Black e Scholes, ao partir de pressupostos como a ausência de possibilidades de arbitragem ou a suposição de um mundo neutro ao risco. Essa afirmação é comprovada ao observarmos que no limite, à medida que o tempo se torna menor, essa abordagem também leva a suposição de lognormalidade dos preços assim como o MBG, incorrendo em boa parte das críticas já expressas quanto a esta limitação de pressupostos na simulação dos preços elétricos brasileiros<sup>35</sup>.

- **Simulação de Monte Carlo:**

A Simulação de Monte Carlo envolve a utilização de números aleatórios a fim de formular diferentes trajetórias possíveis das diversas variáveis responsáveis pela formação do preço spot. Assim, a cada diferente trajetória é calculado o preço spot correspondente e, a partir da distribuição de preços obtida pelas diferentes trajetórias, se faz possível estimar o valor esperado tanto do preço spot futuro quanto dos instrumentos de derivativos desejados.

Muitos processos de origens diversas podem se utilizar deste procedimento a fim de obter seus resultados. Quanto maior a complexidade e o número de variáveis envolvidas, maior é a eficiência relativa desta abordagem, indicando-a para a resolução tanto de processos fundamentais baseados em modelos de simulação quanto de processos híbridos fundamentais.

- **Métodos das Diferenças Finitas:**

Métodos de diferenças finitas consistem em métodos de resolução propriamente dita dos sistemas de equações diferenciais que representam a trajetória do preço futuro através da utilização de aproximações de derivadas por diferenças finitas.

---

<sup>35</sup> Outros tipos de abordagem inspirados nas árvores binomiais também podem ser citados, como a chamada

Segundo Hull (2006), existem diversos métodos de diferenças finitas utilizados na resolução de problemas financeiros, de onde podemos destacar o método de diferenças finitas implícito, que assegura a possibilidade de atingir a convergência; o método de diferenças finitas explícita<sup>36</sup>, que abre mão de assegurar a convergência em troca de uma maior simplicidade de cálculo; e outros métodos como o método de Hopscotch e o de Crank-Nicolson.

- **Métodos Não-Paramétricos: Redes Neurais e Algoritmos Genéticos:**

“Como a ênfase na previsão, ao invés da modelagem, torna-se progressivamente mais pragmática, várias técnicas não-paramétricas, como as redes neurais e os algoritmos genéticos, inevitavelmente têm sido adotados para a previsão dos preços”. (Bunn e Karakatsani, 2003, p.19).

Isso não é diferente no mercado elétrico onde tais modelos por serem mais flexíveis e aceitarem uma maior complexidade de dados tendem a ser indicados para a resolução de problemas que envolvam previsões de curto prazo. No entanto, por estes modelos não oferecerem análises estruturais, frequentemente a área de atuação deste tipo de abordagem é limitada.

Todavia, atuando como ferramentas auxiliares, métodos não paramétricos podem representar ganhos significativos na simplificação de etapas do processo de modelagem dos preços elétricos. Por exemplo, modelos que necessitem utilizar dos resultados de programas como o Newave ou Decomp carecem de poder computacional para serem realizados, entretanto, algoritmos de inteligência artificial podem ser utilizados com o intuito de atenuar esta limitação.

---

árvore trinomial, detalhada em Hull (2006, p.408).

Medeiros (2003) destaca um exemplo desse tipo de aplicação ao preço spot do mercado brasileiro de eletricidade. Um sistema neuro-fuzzy é desenvolvido com o intuito de determinar valores estimados do preço spot que apresentem menor dispersão do que a observada nos programas de planejamento de operação. A utilização deste tipo de modelo estimado permite então uma diminuição da quantidade de interações exigidas para o cálculo dos preços o que, por sua vez, permite que mais situações sejam analisadas ou que uma maior quantidade de cenários seja simulada em processos como o de Simulação de Monte Carlo.

Após a apresentação e crítica dos processos de simulação dos preços de eletricidade anteriormente descritos, e deixando claras as limitações e virtudes de cada um, resta-nos determinar como utilizá-los a fim de precificar os diversos instrumentos de derivativos possíveis e aplicáveis aos agentes no gerenciamento de risco e valoração de contratos do setor elétrico brasileiro.

#### **5.4 Precificação de Derivativos:**

Como descrito no segundo capítulo, existe um conjunto extenso de instrumentos de derivativos existentes atualmente capazes de fornecer benefícios aos agentes do setor elétrico. Esta seção será responsável então por apresentar como é possível valorar estes derivativos, após ultrapassar todas as etapas anteriores e a seleção do processo de simulação de preços do setor elétrico.

Entretanto, o grande número tanto de derivativos quanto de abordagens já descritos tornaria a determinação individual das fórmulas correspondentes a cada derivativo um trabalho muito extenso para esta seção. Por este motivo, a metodologia a seguir se concentra em esclarecer os principais e mais utilizados princípios envolvidos na transformação de um

---

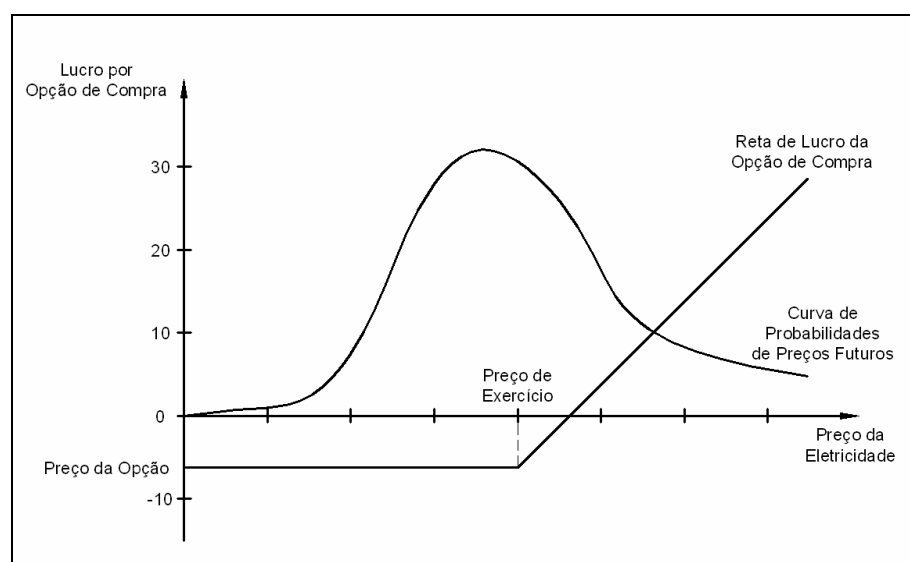
<sup>36</sup> O método de diferenças finitas explícita pode ser considerada equivalente a uma abordagem de uma árvore trinomial. (Hull, 2006).

processo de simulação de preço do ativo no preço propriamente dito do instrumento de derivativo real, especialmente para o caso de opções<sup>37</sup>.

De forma simplificada, se possuímos um processo capaz de estimar as probabilidades de estados futuros de preços de eletricidade, o processo de valoração de uma opção de compra poderia ser descrita da forma que se segue.

A figura 21 mostra o lucro de uma opção europeia de compra versus a curva de probabilidades de preço futuro obtido pelo processo de simulação:

**Figura 21. Processo de determinação do preço de uma opção de compra europeia, curvas de probabilidades de preços futuros e lucro da opção de compra.**



Fonte: Elaboração própria.

O lucro do detentor da opção se altera a cada valor de preço no vencimento. A princípio, para valores de mercado menores que o preço de exercício da opção, o detentor da opção não tem interesse em exercê-la. No caso de valores de mercado superiores, o detentor da opção a exerce comprando o ativo por um preço inferior ao de mercado e, por conseguinte, obtendo um ganho referente à diferença entre o preço de mercado e seu preço de exercício, conforme demonstrado na reta de lucro da opção de compra representada na figura 21.

<sup>37</sup> Para detalhes sobre as obtenções de fórmulas para outros derivativos além de casos como opções europeias ver

Porém, como a decisão quanto ao preço da opção é ex-ante, é lógico que não possuímos conhecimento quanto ao valor do preço de mercado no tempo final de exercício da opção e, portanto, não conhecemos de antemão o lucro que esta opção pode nos oferecer. É neste momento que destacamos a necessidade da utilização de um processo de simulação de preços de eletricidade, como os descritos ao longo deste capítulo (principalmente na seção 5.3), para a determinação do preço da opção.

Um dos resultados principais do processo de simulação de preços pode ser representado pela distribuição de probabilidades dos preços futuros retratada na figura 21. Através desta distribuição é possível obtemos o valor esperado do lucro da opção. Esse lucro é calculado através do somatório, para cada valor de preço da eletricidade, do valor correspondente ao lucro obtido na curva da opção de compra multiplicado pela probabilidade de ocorrência desse valor na função de distribuição estimada de preços futuros.

Assim, a partir do conhecimento da reta de lucro da opção e da distribuição de preços futura obtemos o valor estimado do lucro da opção em relação à data de expiração do contrato. Porém, ainda faz-se necessária a transformação deste valor obtido em um valor presente, pois o preço da opção é determinado no momento presente. Por fim, a comparação deste valor descontado com os valores de preço do mercado atual e com as margens de risco que o agente oferecedor da opção está disposto a incorrer possibilita finalmente a determinação do preço “justo” a ser cobrado pela opção de compra.

É importante ressaltar que o esquema apresentado acima é somente um dos exemplos de como podemos obter a especificação dos valores de um contrato de derivativos. Além disso, existem diversas metodologias que podem ser usadas a cada etapa subsequente ao processo de simulação de preços a fim de especificarmos os preços dos contratos de derivativos. Segundo Pilipovic (2007), três dessas metodologias se destacam, principalmente

em relação à obtenção de preços de opções<sup>38</sup>: as soluções literais<sup>39</sup>, aproximações das soluções literais e metodologias de construção de árvores.

Soluções literais consistem simplesmente na resolução das equações diferenciais envolvidas na formação do preço da opção com o intuito de obter uma função que contenha apenas os parâmetros do modelo de determinação dos preços das opções. Apesar de ser a metodologia de aplicação ideal, é inegável que por muitas vezes ela se apresente impraticável devido à complexidade dos processos envolvidos.

#### Figura 22. Modelo de Black e Scholes.

O modelo de Black e Scholes (1973) foi originalmente desenvolvido com o intuito de valorar opções de compra européias sem dividendos. Sua praticidade por representar-se como apenas uma simples equação, de fácil aplicação, foi uma das principais causas responsáveis pela sua difusão como o modelo mais adotado em mercados financeiros no mundo.

Suas principais suposições são: a inexistência de custos de transação; a inexistência de condições de arbitragem; a ausência de dividendos; os preços seguirem um MBG com  $\mu$  e  $s$  constantes; as transações se apresentarem-se de forma contínua; e a taxa de juros livre de risco ser constante.

Sua determinação segue um processo similar ao esquema descrito no início desta seção. O valor esperado da opção (em função de seu preço) é facilmente obtido pela distribuição de probabilidade seguir uma distribuição conhecida, pois o MBG e a ausência de arbitragem resultam no fato da distribuição dos preços ser lognormal.

(Continua na próxima página ? )

<sup>38</sup> É importante ressaltar que na maioria dos casos de valoração de derivativos é utilizada uma abordagem relativa, ou seja, os valores dos instrumentos de derivativos são expressos em termos dos preços do ativo original. Essa simplificação ao mesmo tempo em que permite uma maior facilidade de cálculo, não exclui a possibilidade de transformação posterior para os valores absolutos, conforme descrito por Eydeland e Wolyniec (2003). Além disso, por exemplo, no caso de valoração de um *collar*, a abordagem absoluta exigiria a concepção de um processo calibrado especificamente para este instrumento, enquanto a abordagem relativa consistiria na subdivisão da estrutura de um *collar* em opções de compra e venda e, a posterior valoração destas opções individualmente o que simplifica significativamente o processo.

<sup>39</sup> Entenda como soluções literais uma tradução livre do termo *closed-form solutions*. (Pilipovic, 2007).



Como o valor esperado do lucro da opção (em função de seu preço) é obtido na forma de uma equação literal, resta apenas definir como será feito o desconto deste para transformá-lo em valor presente a fim de determinar o preço “justo” da opção. Nesse ponto, a resolução deste problema de desconto é simplificada substancialmente pela suposição de um mundo composto somente por agentes neutros ao risco.

Tal suposição é resultado direto de uma importante propriedade do modelo, o fato de sua equação diferencial ser independente da preferência a risco dos investidores. Como a preferência a risco dos investidores não afeta sua fórmula, é possível supormos que esta mesma fórmula seja verdadeira para qualquer conjunto de preferências.

Esse então fato permite que a suposição simplificadora de que todos os agentes sejam neutros ao risco seja feita. Neste caso, em um mundo neutro ao risco, o retorno esperado de todos os investimentos deverá ser a taxa de juros livre de risco.

Assim, devido à neutralidade a risco, o retorno esperado da opção de compra européia deve ser igual ao retorno da taxa de juros livre de risco. A igualdade entre os retornos descritos permite obtemos como resultado direto o preço “justo” da opção de compra européia.

Fonte: Elaboração própria.

O caso mais clássico de solução literal é representado pelo próprio modelo de Black e Scholes conforme descrito na figura 22. Porém, nem todos os modelos atingem distribuições de preço esperadas que possuam uma fórmula conhecida, ou pior ainda, apresentam processos de simulação de preços que sejam diferenciáveis. Nestes casos, é necessário que adaptações sejam feitas a fim de que seja possível o encontro de soluções. Dentre as alternativas para estes casos destacam-se a utilização de aproximações a soluções literais, ou ainda, a utilização de processos de simulação como os descritos na seção 5.3.4.

Uma das possíveis abordagens a modelos não solucionáveis literalmente descrita por Pilipovic (2007, p.285) é a utilização da expansão de séries de Edgeworth, como uma técnica para estimar uma distribuição aproximada de preços a partir de uma distribuição real, com o intuito de se atingir novamente um ponto onde seja possível aplicarmos um solução literal

para o problema de determinação do preço da opção. Método semelhante pode ser obtido também através da utilização de métodos de diferenças finitas como os descritos anteriormente.

Por último, mas não menos importantes, Simulações de Monte Carlo e abordagens de estruturas em formato de árvores de decisão (como as árvores binomiais e trinomiais) também se apresentam como alternativas substanciais para a determinação de contratos de derivativos em sistemas não literais de equações.

Cabe ressaltar ainda que histogramas de preços futuros derivados da simulação de preços somente são capazes de determinar os preços esperados dos instrumentos de derivativos nos casos onde não se é permitido exercer o derivativo antes da data de expiração do contrato, como nas opções européias. Para o caso de opções americanas ou outros derivativos, cujo contrato pode ser exercido a qualquer momento entre sua obtenção e sua data de expiração, o processo de obtenção do preço do derivativo é mais complexo, incorrendo na maioria das vezes em suposições adicionais ou na utilização de estruturas como a de árvores e as Simulações de Monte Carlo, com o intuito de construir os valores esperados correspondentes a cada período de tempo interno a vigência do contrato e posteriormente integrá-los de forma a estabelecer finalmente o valor considerado “justo” ao preço a ser cobrado pelo derivativo.

## CONCLUSÃO:

A produção de energia elétrica é uma atividade complexa e envolve um intrincado conjunto de agentes e decisões simultâneas. Como tratamos de um processo com uma grande magnitude de riscos envolvidos, seu gerenciamento e controle a exposição se refletem em um procedimento que por muitas vezes se apresenta com difícil elaboração.

Nesse sentido, a utilização de derivativos representa uma alternativa que pode trazer benefícios significativos para o setor. Uma vez que estes instrumentos são capazes de repartir os riscos envolvidos em uma determinada transação, permitindo o tratamento individualizado de riscos pré-selecionados. Além disso, seu uso também pode fornecer a capacidade de estabilizar os fluxos de caixa dos agentes de forma a permitir a controlar a exposição de risco, ou ainda, de atuar como instrumentos auxiliares na determinação dos contratos entre os agentes do setor.

Dentre todos os tipos de risco que podem ser tratados individualmente por instrumentos de derivativos, esta dissertação se refere talvez ao mais básico de todos e a um dos que mais influencia as tomadas de decisões do setor, o risco de preço. O preço da eletricidade em geral apresenta um comportamento de origem complexa devido à presença de uma volatilidade intensa, sazonalidade, flutuação diária de demanda, significativa presença de picos de preço e impossibilidade de estocagem eficiente.

A análise do setor elétrico brasileiro, e mais especificamente do preço de liquidação das diferenças que representa uma proxy do preço de curto prazo brasileiro, corrobora a suposição de complexidade do comportamento do preço elétrico. Apesar de determinado por um procedimento estocástico pré-definido, suas variáveis de maior influência – afluência, capacidade instalada e nível de demanda – garantem uma significativa incerteza quanto a seus valores futuros.

Sua volatilidade possui uma magnitude significativa e dificilmente modelável por meio de processos mais simples, como os que supõem volatilidade constante; sua distribuição empírica de preços não é diretamente compatível com uma distribuição conhecida teórica, e nomeadamente não é similar a uma distribuição normal devido a sua expressiva curtose. Além do mais, é observável a presença de picos aleatórios e transitórios de preço, corroborados pela elevada curtose observada entre outras características citadas ao longo da dissertação.

Dessa forma, a confecção de um instrumento de derivativo que atue sobre um produto que apresente tais propriedades é especialmente complexa o que explica os benefícios de um estudo específico de determinação do processo de valoração como o impetrado ao longo desta dissertação.

O procedimento de valoração de derivativos pode ser delimitado em algumas etapas como as destacadas no quinto capítulo, porém dentre estas podemos dizer que a mais importante é a de formulação do processo de simulação de preços. Assim sendo, ênfase especial foi concedida a análise dos processos de simulação mais comumente encontrados, classificados em quatro classes: processos puramente estocásticos, processos fundamentais, processos híbridos, e processos numéricos e não-paramétricos.

É importante destacar que o processo de simulação não é uma previsão direta do preço futuro. Para determinarmos o preço de um derivativo é necessário que possamos delimitar trajetórias possíveis do preço, mas não necessariamente os valores do preço correspondentes a cada período no futuro. Assim, o processo de simulação deveria ser capaz de reproduzir os movimentos encontrados no preço da eletricidade brasileira. Assim, avaliamos os modelos propostos por meio da ênfase nas limitações que os pressupostos pertencentes a cada modelo provocam na reprodução dos movimentos identificados no preço da eletricidade brasileiro.

A primeira e talvez mais clara das complicações encontradas na determinação de derivativos de eletricidade é sua impossibilidade de estocagem eficiente o que torna inaplicável grande parte dos procedimentos de valoração por meio de esgotamento de condições de arbitragem utilizadas financeiramente. Porém, ainda em relação aos mercados financeiros, a abordagem através de métodos puramente estocásticos pode ser apontada como a de maior aceitação nesse ambiente.

Apesar de uma maior facilidade da resolução, já que a maioria dos processos deste tipo recai em soluções literais para a obtenção do preço dos derivativos, essa abordagem encontra severas limitações na aplicação a derivativos elétricos, principalmente nas suas versões mais básicas como o Movimento Browniano Geométrico. No exemplo específico do MBG, suposições como a lognormalidade de preços não encontrada nos preços de eletricidade brasileiros; um pequeno número de graus de liberdade que provoca dificuldades em reproduzir comportamentos como sazonalidade, flutuação, tendência e picos de preço; e uma volatilidade modelada de forma implícita e constante, não aconselhariam o seu uso no setor elétrico brasileiro.

Contudo, ainda dentro das classes dos processos estocásticos algumas modificações foram propostas com o intuito de suprimir parte destas limitações como modelos de reversão à média, *jump diffusion*, e mudanças de regimes, que apresentam um maior potencial na reprodução de fenômenos como a volatilidade e picos de preços encontrados no setor elétrico.

Todavia, conforme citado ao longo deste trabalho, outras classes de processos de simulação podem ser utilizados. A segunda classe, correspondente aos processos fundamentais, de maneira geral tem como alicerces a escolha e o exame das variáveis microeconômicas e macroeconômicas consideradas relevantes ao setor, de forma a modelar as relações entre demanda e oferta e fornecer o nível esperado da variável objetivo.

Sua principal diferença em relação a processos estocásticos é o abandono da modelagem pura de preço em prol do foco em um grupo mais extenso de fatores indutores dos movimentos de preços. Essa característica traz benefícios na simulação de um setor como o atualmente estruturado no Brasil, pois a utilização de análise de custos é um dos principais instrumentos nas decisões pertencentes à atividade reguladora, a determinação do despacho de usinas e a determinação do nível de preços de liquidação. Porém, ao mesmo tempo o aumento das variáveis analisadas pode ocasionar suas limitações, pois é possível que se gere uma dicotomia entre detalhismo e perda de poder explicativo, ou até mesmo a impossibilidade de resolução do modelo proposto devido a sua complexidade, além destes modelos não serem indicados a simulação de processos de curto prazo, o que dificultam a reprodução por meio deles de fenômenos como picos de preço.

Conseqüentemente, visando a melhor simulação possível do mercado, a própria estrutura do setor elétrico demanda a adoção de procedimentos que integrem tanto processos fundamentais quanto estocásticos, pois nem os movimentos pontuais dos preços podem ser negligenciados e nem as demais variáveis explicativas adicionais ao próprio preço devem ser descuidadas em um processo de simulação. Neste intuito destacam-se as potencialidades da utilização de modelos híbridos com este fim.

Os benefícios de tal abordagem é o foco na representação da real dinâmica de alteração de preços de energia, além da habilidade de estender o limitado conjunto de dados históricos dos preços e ampliar a análise de informações futuras não contidas nos preços, mas essenciais a sua formação como, por exemplo, a alteração de capacidade instalada não incluída em processos puramente estocásticos.

Um exemplo de estrutura de processo híbrido fundamental promissor a aplicação do mercado elétrico brasileiro foi descrito no quinto capítulo e envolveria o foco na modelagem dos principais indutores do processo de formação do preço, ao contrário do foco no próprio

preço da eletricidade. As variáveis de influência seriam modeladas explicitamente permitindo com que informações quanto à capacidade instalada e ao nível de demanda (modelados fundamentalmente) e à afluência (modelada de forma estocástica) fossem capazes de fornecer melhores indicadores a um processo de agregação e determinação dos picos como os próprios programas de otimização de despacho utilizados na formação do preço do mercado elétrico de curto prazo brasileiro.

Além disso, o quarto e último grupo de processos, correspondente aos processos numéricos ou não-paramétricos, são capaz de auxiliar diretamente as resoluções e a simplificação de modelos compostos por quaisquer dos processos anteriormente citados.

Portanto, fica evidente que a complexidade inerente ao setor elétrico exige atenção especial na aplicação de mecanismos de precificação dos derivativos. Tal atividade não pode desconsiderar características cruciais do mercado elétrico como a presença de grande volatilidade e picos de preço de origem estrutural. Porém, como todo modelo é na melhor das hipóteses uma simplificação da realidade, sempre existirão limitações aos seus resultados e, por conseguinte, o estudo e utilização das teorias existentes devem sempre focalizar as aplicações específicas desejadas.

Logo, para que os benefícios cruciais às operações do setor elétrico decorrentes da aplicação de derivativos como ferramentas de *hedge* e de valoração de contratos sejam obtidos, instrumentos de valoração devem ser cuidadosamente determinados.

Conforme verificamos a suposição quanto à limitação da aplicação de abordagens financeiras mais usuais, como os processos puramente estocásticos, são verdadeiras no caso do setor elétrico brasileiro o que indica a busca por processos alternativos, como a utilização de processos de teor híbrido na tentativa de sobrepujar as restrições dos modelos mais bem estabelecidos nos mercados financeiros.

Concluindo, é importante destacar que caso a formulação de tais contratos não considerem as complexas características desse setor corremos o risco de rejeitar o uso de derivativos elétricos pela simples adoção de uma abordagem errônea em sua concepção, excluindo assim os possíveis benefícios que tais instrumentos possam vir a conceder aos participantes deste mercado.

Diversas indicações poderiam ser feitas como temas de trabalhos futuros.; Conforme ressaltado ao longo do último capítulo, apesar da propriedade de reversão à média ter sido relacionada na investigação da capacidade de reprodução de trajetórias de preço pelos processos estocásticos, ela não foi efetivamente testada no mercado brasileiro, tanto em relação ao preço quanto a volatilidade. A volatilidade também mereceria sofrer uma investigação específica que incluísse as virtudes e limitações de modelagens como a de volatilidade estocástica, frente aos já apresentados modelos GARCH ou ainda a suas variações.

Além disso, como o foco deste trabalho priorizou a análise dos pressupostos dos modelos, e dentre eles principalmente dos pressupostos de modelos puramente estocásticos, a ampliação da investigação do modelo mais apropriado ao setor elétrico brasileiro poderia ser obtida através de uma comparação empírica de resultados obtidos por estes modelos frente a modelos fundamentais ou híbridos como uma indicação para trabalhos futuros.



**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:**

- ALMEIDA, E.; PINTO JUNIOR, H. “Driving Forces of the Brazilian Electricity Industry Reform”. *Energy Studies Review*, vol.9, nº2. 1999. p. 50-65.
- AMARAL, L. “Modelos lineares e não lineares na Modelagem do Preço Spot de Energia Elétrica do Brasil”. Dissertação de Mestrado. Dept. de Eng. Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). 2003.
- ARFUX, G.; SILVEIRA, F.; TEIVE, R.. “Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica”. SNPTEE, Paraná. 2003.
- BAILLO, A.; RAMOS, A.; RIVIER M.; VENTOSA, M. “Electricity market modeling trends”. *Energy Policy*. Vol. 33. Pág. 897–913. 2005.
- BATISTA Jr., P. N. “O Plano Real à luz da experiência mexicana e argentina”. *Estudos Avançados*. Setembro/Dezembro. 1996, vol.10, nº.28, p.127-197.
- BELLUZZO, L. G. M.; de ALMEIDA, J. G. “Depois da Queda”. *Civilização Brasileira*. Rio de Janeiro. 2002.
- BERA, A.; JARQUE, C. "Efficient tests for normality, homoscedasticity and serial independence of regression residuals". *Economics Letters* 6 (3). Pág. 255–259. 1980.
- BICALHO, R. “A Competição no mercado elétrico: uma complexa construção institucional”. ONIP. Setembro de 2003.
- \_\_\_\_\_. “Fundamentos de Economia da Energia: Eletricidade”. ONIP. Coppead Ufrj, 2005.
- BLACK, F.; SCHOLES, M. “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”. *Journal of Political Economy*, vol. 81 (Maio-Junho), 637-54. 1973.
- BLANCO, C.; GRAY, J.; HAZZARD, M. “Power Price Simulation using Hybrid Models”. *The Risk*, 2003.
- BRUNEKREEFT, G.; TWELEMANN, S. “Regulating the Electricity Supply Industry in Germany”. *The Energy Journal, European Energy Liberalization Special Issue*. 2005. p. 99-126.
- BUNN, D.; KARAKATSANI, N. “Forecasting Electricity Prices”. London Business School. 2003.
- CANO, W. “Introdução a Economia: Uma Abordagem Crítica”. Editora Unesp, 1ª edição. 1998.
- CARNEIRO, R. “Desenvolvimento em Crise: a economia brasileira no último quarto do século XX”. Editora UNESP, IE-Unicamp. São Paulo. 2002.

CARNEIRO, M. “Os Leilões de Longo Prazo do Novo Mercado Elétrico Brasileiro”. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE-UFRJ). 2006.

CARVALHO, F. J. C. “Sistema Financeiro Internacional: Tendências e Perspectivas”. In: Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: Inovações Financeiras e Novo Modo de Organização Industrial. Editora Garamont, Rio de Janeiro, p. 71-102, 1998.

CARVALHO, F. J. C. ; SOUZA, F. E. P. ; SICSU, J. ; PAULA, L. F. R. ; STUDART, R. “Economia Monetária e Financeira. Teoria e Política”. 1ª edição. Rio de Janeiro: Editora Campus, 2000.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: julho de 2007.

CEPEL. “DECOMP: Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo”. Manual do Usuário v. 7.1 e Manual de referência. 1999.

CEPEL. “NEWAVE I e II: Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados”. Manual do Usuário. Especificação Funcional e Manual de Metodologia. 1999.

CRAMPES, C.; FABRA, N. “The Spanish Electricity Industry: Plus ça change...”. *The Energy Journal, European Energy Liberalization Special Issue*. 2005. p. 127-154.

DENG, S. J.; OREN, S. S. “Electricity Derivatives and Risk Management”. Power Systems Engineering Research Centre, 2005.

DUFFIE, D.; GRAY, S. “Volatility in Energy Prices”. *Managing Energy Prices*. Editora Risk Publications, Enron. Londres. 1995.

ELLIOTT, G.; ROTHENBERG, T. J.; STOCK, J. H. “Efficient Tests for an Autoregressive Unit Root”, *Econometrica*, Vol. 64, No. 4., pp. 813-836. 1996

EYDELAND, A.; WOLYNIEC, K. “Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing and Hedging”. 2003.

FALLON, W. “A Market is Born”. *Managing Energy Price Risk. Risk Publications*. Londres. 1995.

GASTINEAU, G. L. “The Options Manual”. ED. MacGraw-Hill Books Company. 3ª edição. 1979.

GLACHANT, J-M.; PEREZ, Y.. “Institutional Economics and Network Industry Deregulation Policy”. Universidade de Paris-Sud XI. 2007.

GLACHANT, J-M.; FINON, D. “A Competitive Fringe in the Shadow of a State Monopoly: The Case of France”. *The Energy Journal, European Energy Liberalization Special Issue*. 2005. p. 181-204.

HILL, R. C.; GRIFFITHS, W.; JUDGE, G.. “Econometria”. Ed. Saraiva. 2ª edição. São Paulo. 2006.

- HULL, J. C. “Options, Futures and Other Derivatives”. Prentice Hall, 6ª edição. 2006.
- JASMAB, T.; POLLIT, M. “Electricity Market Reform in the European Union: Review of progress toward Liberalization & Integration”. *The Energy Journal, European Energy Liberalization Special Issue*. 2005. p. 11-42.
- JOSKOW, P. “The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the United States”. *Electricity Deregulation: Where to from here?* University of Chicago Press. 2005.
- LAMOUNIER, W. M. “Comportamento dos preços no mercado spot de café do Brasil: análise nos domínios do tempo e da frequência”. Tese de Doutorado em Economia - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2002.
- MEDEIROS, L. “Previsão do Preço Spot no Mercado de Energia Elétrica”. Tese de Doutorado. Dept. de Eng. Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). 2003.
- MENDONÇA, A. F.; DAHL, C. “The Brazilian Electrical System Reform”. *Energy Police*, nº27. 1999. p. 73-83.
- MORETTIN, P. A. “Econometria Financeira: Um Curso em Séries Temporais”. Departamento de Estatística, instituto de matemática e estatística, USP. 2004.
- NEWBERY, D. “Electricity Liberalization in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design”. *The Energy Journal, European Energy Liberalization Special Issue*. 2005. p. 43-70.
- MME – Ministério de Minas e Energia. “Plano Decenal 2007-2016: Relatório Executivo”. MME/CNPE/CGSE. 2007.
- NATENBERG, S. “Option Volatility and Pricing Strategies”. Ed. Probus Publishing Company, Estados Unidos. 1998.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: julho de 2007.
- PILIPOVIC, D. “Energy Risk. Valuing and Managing Energy Derivatives”. Editora McGraw-Hill. 2ª edição. 2007.
- REGRAS CCEE. Versão 3.5, Apêndice D – “Processo de Utilização dos Modelos de Otimização na Formação do Preço”.
- RODRIGUES, R. D. B. “Precificação de Derivativos de Eletricidade para Hedge e Valoração de Exposição a Risco”. Seminário internacional: Reestruturação e Regulação do Setor de energia elétrica e gás natural. 30 de agosto de 2006.
- SAGUAN, M. “L’Analyse Economique Des Architectures de Marches Electrique. Application au Market Design du ‘Temps Reel’”. Tese de doutorado. Université Paris-Sud 11, Paris. 2007.
- SCHWAGER, J. D. “A Complete Guide to the Futures Markets”. Ed. John Wiley & Sons, Inc. Estados Unidos. 1984.

SILVA NETO, L. A. “Derivativos, Definições, Emprego e Risco”. Editora Atlas, São Paulo, 1998.

SIOHANSI, F. P. “The emergence of trading and risk management in liberalized electricity markets”. *Energy Policy*. Pág. 449-459. 2002.

SOUZA, R. “Modelagem Estrutural aplicada a Previsão do Preço Spot de Energia Elétrica do Brasil”. Dissertação de Mestrado. Dept. de Eng. Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). 2003.

STOFT, S.; BELDEN, T.; GOLDMAN, C.; PICKLE, S. “Primer on Electricity Futures and Other Derivatives”. Universidade da Califórnia, Berkeley, Califórnia, 1998.

STUDART, R. “Securitização, derivativos e investidores institucionais: um novo padrão de financiamento de longo prazo”. In: *Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro*. Editora Garamont, Rio de Janeiro, 1998.

TORRES, R. “Avaliação de Portifólios de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: Uma Abordagem pela Teoria de Opções”. Dissertação de Mestrado. Dept. de Eng. Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). 2006.

VON DER FEHR, N-H.; AMUNDSEN, E. S.; BERGMAN, L. “The Nordic Market: Signs of Stress”. *The Energy Journal, European Energy Liberalization Special Issue*. 2005. p. 71-98.

WERON, R. “Energy price risk management”. In: *Physica A* 285, pág. 127-134. 2000.

ZENDRON, P. “O Mercado Atacadista de Eletricidade no Brasil: Um Modelo do Comportamento dos Agentes”. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE-UFRJ). 2002.