

ÁREA TEMÁTICA: FINANÇAS E ECONOMIA

Análise da Dinâmica do Mercado a Termo de Energia Elétrica no Brasil

Analysis of the Dynamics of the Brazilian Forward Market of Electricity

Análisis de la Dinámica del Mercado a Plazo Fijo de la Energía Eléctrica en Brasil

Cristina Pimenta de Mello Spinetti Luz¹

Leonardo Lima Gomes²

Luiz Eduardo Teixeira Brandão³

Recebido em 24 de fevereiro de 2012 / Aprovado em 28 de setembro de 2012

Editor Responsável: João William Grava, Dr.

Processo de Avaliação: *Double Blind Review*

RESUMO

Na década de 1990, diversos países, inclusive o Brasil, iniciaram a reestruturação de seus setores elétricos e criaram mercados livres para negociação de energia. O crescimento desses mercados tem demandado a adaptação de instrumentos financeiros de gestão de riscos e retornos a suas especificidades. No Brasil, o mercado tem, ainda, uma estrutura de balcão descentralizada, o que dificulta seu estudo e análise. Os contratos a termo de energia elétrica, negociados bilateralmente no país, são o principal instrumento para a mitigação de riscos e a avaliação de investimentos. Nesse contexto, o objetivo deste estudo é compreender melhor a dinâmica dos preços a termo de energia elétrica praticados no Brasil. Assim, é proposto um método para a construção de curvas a termo

com base apenas em informações de mercado. Os resultados indicam que o mercado brasileiro a termo de energia elétrica apresenta comportamento *contango* em alguns períodos, elevados prêmios de risco e aderência apenas relativa dos preços a termo às expectativas de futuros preços à vista. Estudos realizados a partir de mercados estruturados de energia elétrica suportam essas evidências.

Palavras-chave: Comercialização de energia elétrica. Mercado a termo. Prêmio de risco.

ABSTRACT

Between 1996 and 2003, several countries, including Brazil, began to restructure their electricity sectors and established free markets for energy trading.

1. Doutoranda em Administração de Empresas na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ. [cristinasluz@yahoo.com.br]
2. Doutor em Engenharia de Produção e Professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ e Coordenador do Núcleo de Pesquisa em Energia e Infraestrutura do IAG – NUPEI. [leonardolima@iag.puc-rio.br]
3. Doutor em Finanças e Professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ e Coordenador do Núcleo de Pesquisa em Energia e Infraestrutura do IAG – NUPEI. [brandao@iag.puc-rio.br]

Endereço dos autores: Rua Marquês de São Vicente, 225 – IAG, Gávea, Rio de Janeiro – RJ, Cep. 2245-900 – Brasil.

* Os autores agradecem o apoio da Elektro via programa de P&D da Aneel no desenvolvimento do estudo.

The growth of these markets has required the adaptation of financial instruments for risk management and return to the particulars of each market. In Brazil, the market still has a disorganized and decentralized over-the-counter market (OTC) structure, which is more difficult to analyze due to the lack of public information. In this setting, the bilaterally negotiated forward contracts for electricity are the primary instruments to mitigate risks and evaluate investments. In this context, the objective of this study is to better understand the dynamics of the forward price of electricity negotiated in Brazil. In this article, we propose a method to construct the forward curve based only on market information and show an application of this approach. Our results indicate that the Brazilian forward market of electricity has a contango behaviour in certain periods, high risk premiums and only partial adherence of forward prices to the expectations of future spot prices. Studies support these evidences.

Key words: Electricity tradin. Foward market. Risk premium.

RESUMEN

En la década de los 90, varios países, incluyendo Brasil, comenzaron a reestructurar su sector de electricidad y a crear mercados libres para el comercio de energía. El crecimiento de estos mercados ha requerido la adaptación de los instrumentos financieros para la gestión del riesgo. En Brasil, el mercado aún tiene una estructura descentralizada, lo que dificulta su estudio y análisis. Los contratos a plazo fijo para la electricidad, negociado bilateralmente en el país, son la principal herramienta de eliminación de riesgos y evaluación de la inversión. En este contexto, el objetivo de este estudio es comprender mejor la dinámica de los precios a plazo fijo de la energía eléctrica utilizada en Brasil. Por lo tanto, se propone un método para la construcción de las curvas a plazo fijo basado únicamente en la información del mercado. Nuestros resultados indican que el mercado de futuros de electricidad brasileño tiene un comportamiento contango en

ciertos períodos, las primas de alto riesgo y sólo la adhesión parcial de los precios futuros a las expectativas de los precios al contado en el futuro. Los estudios apoyan estas evidencias.

Palabras-clave: La venta de la electricidad. El mercado de futuros. La prima de riesgo.

1 INTRODUÇÃO

Até 1990, em boa parte mundo, os setores elétricos constituíam-se como monopólios estatais. Nessa década foi iniciado um amplo processo de reestruturação do setor, que visava, especialmente, introduzir mercados competitivos de energia elétrica e adequar a regulamentação a esse fim (JOSHOW, 2006).

No Brasil, a promulgação da Lei n. 9.074/1995 inseriu a iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica e estabeleceu os primeiros passos para a competição na comercialização. Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Concluído em agosto de 1998, o projeto definiu o arcabouço institucional do modelo a ser implantado e teve como principais características:

- desverticalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia;
- transformação dos segmentos de geração e comercialização em atividades competitivas com preços contratados definidos pelo mercado;
- livre acesso dos geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição, mantidas como monopólios naturais;
- criação de um órgão regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE), hoje deno-

minado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (CCEE, 2010).

Após o racionamento dos anos 2001 e 2002, o MME propôs, em 2003, novas reformas e um novo desenho institucional, objetivando, particularmente, o aprimoramento do planejamento da expansão do setor. Sancionadas em 2004, essas medidas estabeleceram as diretrizes para o funcionamento do atual modelo.

A reestruturação iniciada com o projeto RE-SEB propiciou o surgimento de um mercado livre de energia, do qual participam, essencialmente, geradores, comercializadores e consumidores livres (empresas que, de acordo com a legislação, são consideradas grandes consumidoras de energia e têm direito a escolher livremente seu fornecedor). O Ambiente de Contratação Livre (ACL), instituído pelo Decreto n. 5.163/2004, é o ambiente em que esses agentes negociam livremente contratos bilaterais de compra e venda de energia, de acordo com as regras e normas vigentes. Na CCEE são registrados os montantes de energia contratados e feita a liquidação das sobras e déficits de energia dos agentes, valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado semanalmente pela CCEE e utilizado como base na formação do preço à vista do mercado. Os preços contratuais e demais cláusulas específicas permanecem apenas sob conhecimento das partes.

Em função da alta volatilidade do PLD, uma característica geral do preço à vista da eletricidade, os agentes costumam negociar contratos a termo, buscando mitigar os riscos de uma exposição absoluta ao mercado à vista. Em outros países, onde a reestruturação no setor conduziu à formação de mercados livres mais abrangentes e à criação de bolsas de energia, é negociada uma maior variedade de derivativos de energia principalmente para fins de *hedge*, destacando-se os contratos futuros, a termo e opções de compra e venda. Alguns estudos realizados com base em mercados estruturados de energia, como o *PJM Electricity Market* (Pensilvânia, Nova Jersey e Maryland) e o *NordPool* (países nórdicos), dentre outros, evidenciaram características diversas dos mercados a termo, como ineficiência de mercado (QUINN,

REITZES, SCHUMACHER, 2005); fraca ou nenhuma relação entre os preços a termo e à vista (QUINN, REITZES, SCHUMACHER, 2005); componentes de sazonalidade (CARTEA, VILLAPLANA, 2008; QUINN, REITZES, SCHUMACHER, 2005); aderência dos preços a termo a preços previstos por modelos estocásticos de otimização (FLETEN, LEMMING, 2003); prêmios de risco positivos (BUNN, 2006; LONGSTAFF, WANG, 2004; HADSELL, SHAWKY, 2006; DOUGLAS, POPOVA, 2008) e relacionados inversamente com o tempo até a maturidade (BENTH, CARTEA, KIESEL, 2007; WERON, 2008). Essas características, porém, foram observadas em estudos concentrados em um único ou em poucos mercados, não sendo amplamente testadas.

O mercado brasileiro de energia elétrica ainda é bem recente (aproximadamente dez anos) e está organizado informalmente como balcão. Falta-lhe, portanto, maturidade, liquidez e transparência de preços. Ainda assim, torna-se importante uma melhor compreensão de sua dinâmica, dado seu significativo crescimento anual, em que o número de agentes cresceu 31,5% somente em 2010 (CCEE, 2011). Em particular, elucidar o comportamento do mercado a termo pode auxiliar os diversos agentes em suas tomadas de decisão para mitigação de riscos e estratégias de compra de energia a preços módicos.

Assim, este estudo tem como objetivo explorar o comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil, utilizando-se das seguintes questões de pesquisa:

- Há evidências de relação entre os preços a termo, à vista e as expectativas de futuros preços à vista?
- Há configuração do comportamento de *contango* (preço a termo maior que o preço spot esperado), *normal backwardation* (preço a termo menor que o preço spot esperado) ou alternância entre ambos?
- Há indícios de ineficiência de mercado?

A fim de atingir o objetivo apresentado, propôs-se um método para construção de curvas

a termo de energia elétrica com base apenas em informações de mercado e definiu-se o conceito adotado para o preço à vista e as expectativas de futuros preços à vista no Brasil. Os dados considerados foram obtidos a partir dos contratos a termo de compra e venda de energia elétrica negociados por agentes entre dezembro de 2007 e abril de 2011.

O artigo tem a seguinte organização. A próxima seção faz uma revisão da literatura sobre mercados a termo e futuros, notadamente os de energia elétrica, ao passo que a seção 3 traz as principais características do mercado brasileiro de energia elétrica concernentes ao estudo. A seção 4 apresenta a metodologia utilizada e a seção 5 traz os resultados observados. A seção 6 conclui, discute as limitações do estudo e apresenta sugestões para trabalhos futuros.

2 MERCADOS A TERMO E FUTUROS

Uma operação de mercado a termo ou futuro pode ser entendida como um compromisso de compra e venda de determinado ativo em uma data futura, sendo o preço pactuado previamente pelas partes e formalizado em um contrato.

No caso de contratos a termo, a negociação ocorre em ambientes de balcão. As condições contratuais são definidas por meio da barganha entre as contrapartes para atendimento de seus requisitos específicos, resultando em produtos personalizados (NYSTEDT, 2004) e contratos firmados bilateralmente entre comprador e vendedor. Por sua vez, os contratos futuros são altamente padronizados e comercializados em bolsas. Quantidade e qualidade do bem-objeto, local e forma de entrega, vencimento e quaisquer outros aspectos específicos da mercadoria estão predefinidos, apenas o preço é negociável. Para os futuros, existem, ainda, as câmaras de compensação de operações e a marcação ao mercado, que permitem, respectivamente, reduzir o risco de crédito dos agentes dada a liquidação das operações pela Câmara e limitar qualquer inadimplência a um horizonte máximo de um dia (LOZARDO, 1998).

Ademais, por serem de domínio público e

permanecem disponíveis em frequências muito maiores, as cotações de preços futuros (pregão) possibilitam maior aprendizado sobre o mercado do que as cotações a termo – o que é reforçado pela maior liquidez e comparabilidade dos futuros em função da padronização.

2.1 Precificação de futuros e comportamento geral dos mercados

A diferença entre preços futuros e a termo está associada à correlação dos preços futuros com a taxa de juros. Quando ela é positiva, os preços futuros devem ser um pouco mais elevados que os a termo e vice-versa. Pilipovic (2007) argumenta que essa correlação é tipicamente nula nos mercados de energia, podendo-se considerar a equivalência dos preços, como é amplamente assumido em estudos sobre precificação e comportamento dos preços a termo e futuros. Assim, neste estudo o preço a termo ou futuro é o preço pactuado em determinada data para entrega do ativo em uma data futura (conhecida como maturidade, exercício ou expiração) ou ao longo de um período futuro (no caso da energia elétrica).

O pressuposto básico da formação de preços futuros é que ele deve convergir para o preço à vista na maturidade. Essa convergência depende da natureza do ativo base, que pode ser considerado como de investimento ou de consumo, estocável ou não. Produtos agropecuários, por exemplo, são tipicamente classificados como *commodities* de consumo, ao passo que metais preciosos adquiridos para fins de investimento são considerados *commodities* de investimento (RODRIGUES, 2009).

Contrastando ações e *commodities*, pode-se dizer que: se juros, taxas e dividendos são considerados determinísticos, então os argumentos de não arbitragem são válidos e os preços futuros das ações passam a estar baseados, principalmente, na capacidade de tomar dinheiro emprestado para comprar futuro e mantê-lo até o exercício. Assim, o preço a termo livre de arbitragem é o custo do empréstimo líquido dos dividendos gerados pela ação.

Para *commodities*, em princípio, é possível aplicar uma estratégia semelhante. Sua natureza física impõe, no entanto, dificuldades adicionais por duas razões. Primeiro, os custos de transporte e armazenamento não são fáceis de calcular ou medir. Em segundo lugar, é necessário considerar os retornos de conveniência (equivalente aos dividendos de ações), cuja quantificação e modelagem são, também, excepcionalmente difíceis (BENTH, CARTEA, KIESEL, 2007).

Uma abordagem clássica da precificação de futuros de *commodities* estocáveis remonta a Kaldor (1939), sendo o preço futuro função do preço à vista (S_t), da taxa de juros (r) e dos custos de armazenamento (s). Ele é determinado de modo a garantir uma condição de não arbitragem entre os preços à vista e futuro. Tem-se, então, a seguinte relação:

$$F_{t,T} = S_t e^{(r+s)(T-t)} \quad (1)$$

em que:

$F_{t,T}$ é o preço futuro no instante t para entrega em T .

Caso a *commodity* também seja de consumo, devem-se descontar os benefícios provenientes de sua posse física (retornos de conveniência ou *convenience yield* (y)) da taxa de juros e custos de armazenagem, passando-se a ter $(r+s-y)$ na potência (RODRIGUES, 2009).

Outra abordagem da teoria econômica baseia-se nas relações de equilíbrio para os preços a termo. Mais especificamente, os preços futuros estão relacionados com os futuros preços à vista esperados, construídos a partir das expectativas dos participantes do mercado e traduzidos em preços a termo pela aplicação de prêmios de risco (compensação por assumir o risco do preço à vista) (BESSEMBINDER, LEMMON, 2002; LONGSTAFF, WANG, 2004). Nessa abordagem, o preço futuro é, portanto, formado por duas componentes: expectativa de futuros preços à vista e prêmio de risco do mercado.

Fama e French (1987) ao examinarem, através de testes estatísticos, as duas abordagens clássicas de precificação de futuros para 21 *commodities*, concluíram ser mais fácil detectar a

presença de variáveis de custo de armazenagem do que observar evidências sobre os preços futuros conterem prêmios ou serem capazes de prever futuros preços à vista.

Em mercados maduros, espera-se que o preço futuro convirja para o preço à vista na maturidade. A situação em que a convergência ocorre por baixo, isto é, o preço futuro/a termo fica abaixo do valor esperado para o preço à vista, é denominada *normal backwardation*; a situação inversa, *contango*. Hull (1996) apresenta a seguinte argumentação de John Maynard e John Hicks para explicar ambas as situações:

se os hedgers tenderem a manter posições vendidas e os especuladores posições compradas, o preço futuro ficará abaixo do valor futuro esperado para o preço à vista. Isso porque os especuladores exigem uma compensação para os riscos que enfrentarão e só farão negócios se houver expectativa de que o preço futuro subirá com o tempo. (HULL, 1996, p. 33).

Caso seja verificada a situação inversa, para que os especuladores sejam compensados pelo risco, deve haver expectativa de que os preços futuros cairão com o tempo.

Ativos financeiros tendem a apresentar o comportamento *contango*, ao passo que mercados de *commodities* que possuem custos de armazenagem caracterizam-se tipicamente como *normal backwardation*.

Por trás do comportamento de *normal backwardation* reside a ideia de que a posse física imediata de uma mercadoria acarreta algum benefício ou conveniência que a propriedade adia-da (por meio de uma posição futura comprada) não acarretaria. Esse benefício é, justamente, a *convenience yield* (HULL, 2009) e costuma estar associado às decisões de estoque (importantes por balizarem as relações entre consumo atual e projetado para o futuro) e probabilidade de escassez futura do bem. Assim, a situação de *contango* associa-se a circunstâncias de oferta de mercadoria abundante em relação à demanda e a *backwardation*, a condições de baixos níveis de fornecimento/

estoque (BENTH, CARTEA, KIESEL, 2007). Ambas as situações podem ser determinadas pela simples observação e acompanhamento dos mercados a termo.

Carter, Rausser e Schmitz (1982) fazem uma revisão da teoria de *normal backwardation* e da existência de prêmios de risco para *commodities*, indicando que não se espera verificar prêmio de risco para *commodities* cuja variância dos retornos tenha forte influência dos choques de oferta causados por variações climáticas. Em contraste, espera-se verificar esses prêmios para aquelas cujo retorno associa-se, sobretudo, a condições de demanda. Assim, concluem que a teoria de *normal backwardation* não é válida para todas as *commodities*, mas apenas sob certas condições.

Lee e Zhang (2009) conduziram um estudo em 29 mercados, com base no período de 1987 a 2007, e atestaram a predominância de *contango* em 34,48% dos mercados e de *normal backwardation*, em 41,38%. Os autores destacam que cada mercado apresenta um comportamento próprio e concluem que os mercados de grãos não apresentaram *drivers* de *backwardation*, embora tenham sido observadas formas extremas tanto de *backwardation* quanto de *contango* nos mercados financeiros.

2.2 Valor de um contrato a termo e a curva de mercado

A curva a termo de mercado de determinado ativo-objeto é uma sequência de preços a termo para diferentes datas de entrega, devendo esses preços serem representativos dos contratos negociados no mercado como um todo. Ela apresenta, portanto, a relação entre os preços a termo e o tempo até a maturidade do ativo em questão, em determinado momento, podendo ser interpretada como uma “fotografia” dos preços a termo para diferentes maturidades. Portanto, é o acompanhamento da curva ao longo do tempo que permite a inferência de conclusões sobre o comportamento do mercado sob estudo.

A construção de curvas a termo contínuas e representativas do mercado costuma ser feita

através de técnicas de interpolação dos preços a termo negociados ou do uso de regressões com funções de suavização.

No caso da estrutura a termo da taxa de juros, encontra-se a aplicação de diversos modelos de movimentos estocásticos e análises de ajuste de curvas, que buscam encontrar o melhor ajuste à realidade de cada país, dada a importância nas áreas de: previsão econômica, política monetária, gerenciamento da dívida pública, gerência de riscos e apreçamento de derivativos (PIAZZESI, 2003).

Um dos modelos mais simples para estimar taxas de juros a termo é a estimação dos parâmetros de uma regressão linear múltipla, cujas variáveis independentes são títulos com diferentes prazos e cupons negociados no mercado e a variável dependente é o valor presente desses títulos. Na prática, faz-se necessário adotar algumas restrições para considerar, por exemplo, aspectos fiscais e cláusulas de resgate antecipado, porém, sucintamente, tem-se (ELTON et al., 2004):

$$P_i = d_1 C_i(1) + d_2 C_i(2) + d_3 C_i(3) + \dots + \varepsilon_i \quad (2)$$

em que:

- P_i é o preço à vista do título i ;
- $C_i(t)$ é o fluxo de caixa (cupom) do título i no período t ;
- d_t é o fator de desconto no período t
 $d_t = 1/(1+S_t)^t$;
- S_t é a taxa de juros à vista para t meses;
- $\hat{\alpha}_i$ é o termo de erro.

Estimam-se, então, as taxas de desconto (parâmetros) e, conseqüentemente, as taxas de juros à vista para X meses à frente, que podem ser convertidas em taxas a termo pela equação:

$$(1+f_{yx}) = (1+S_x)^x / (1+S_y)^y \quad (3)$$

em que:

- f_{yx} é a taxa de juro a termo para o período x a y .

Por fim, é válido mencionar que o valor de um contrato a termo de um ativo qualquer

(em tempo discreto) pode ser dado por (HULL, 2009):

$$f = (F_0 - K) / (1+r)^T \quad (4)$$

em que:

- T é o tempo até o vencimento do contrato a termo;
- F_0 é o preço a termo do ativo (preço considerado justo do ativo em T sob a visão do presente);
- K é o preço negociado do ativo (fixo);
- r é a taxa livre de risco do mercado.

Em um mercado sem possibilidade de arbitragem, F_0 deve ser igual a K quando do acerto do contrato (f nulo), pois as expectativas do mercado quanto ao preço do ativo no futuro devem ser uniformes. Com o passar do tempo, contudo, as expectativas podem variar, tornando o valor do contrato a termo (f) positivo ou negativo (HULL, 2009).

2.3 Curva a termo de energia elétrica e modelos de otimização

Um contrato a termo de energia elétrica é similar ao de qualquer outra *commodity*, porém possui entrega ao longo de um período e não em uma data específica, requerendo tratamento diferenciado.

Fleten e Lemming (2003) propuseram a modelagem da curva a termo de eletricidade a partir da combinação de dados de mercado e dos futuros preços à vista esperados, obtidos por modelos de otimização.

Modelos de precificação baseados em otimização servem de referência para os preços de mercado, porém não incorporam características deste, como o prêmio de risco. Ressalta-se que suas projeções resultam em expectativas de futuros preços à vista (não relacionados, necessariamente, aos preços a termo). Seu grande mérito reside em fornecer um plano detalhado para operação dos sistemas elétricos. Por não ser facilmente estocável como diversas *commodities*, a eletricidade tem seu preço futuro dependente, sobretudo,

das expectativas sobre as condições de oferta e demanda para o período de entrega. Essas condições são influenciadas por inúmeras variáveis, inclusive algumas de difícil previsão, como nível de armazenamento de usinas hidroelétricas e chuvas. Os modelos de otimização visam, portanto, minimizar os custos de operação ao longo do período de estudo, gerando diversos cenários para as variáveis. Espera-se, portanto, observar algum tipo de relação entre os preços a termo do mercado e os preços futuros preditos por esses modelos, pois se imagina que eles sejam representativos das expectativas sobre futuros preços à vista, como já sugerido em Fleten e Lemming (2003).

2.4 Mercados a termo de energia elétrica: experiência internacional

Quinn, Reitzes e Schumacher (2005) argumentam sobre a importância da relação entre os preços a termo/futuros e à vista de gás natural e eletricidade para eficiência do mercado. À medida que os preços a termo/futuros distanciam-se das expectativas sobre os futuros preços à vista, estratégias de *hedge* (mitigação de risco) com contratos a termo e futuros podem se tornar extremamente dispendiosas, pois o preço futuro tenderá a ser sobretaxado pela incerteza. Por outro lado, a exposição absoluta ao preço à vista apresenta-se demasiadamente arriscada, dada a alta volatilidade desses mercados. Assim, acredita-se que caso os mercados a termo de energia fossem eficientes, as empresas poderiam construir portfólios de ativos físicos e financeiros adequados a sua aversão ao risco a um menor custo. Os autores, porém, mostraram que os mercados futuros de eletricidade são potencialmente ineficientes e não parecem apresentar uma estreita relação entre preços futuros e à vista. Redl et al. (2009), também, não descartam a hipótese de ineficiência.

Fleten e Lemming (2003) alertam que a limitada capacidade de armazenamento da eletricidade implica a não formação de preços a termo e futuros nesse mercado a partir dos argumentos básicos de não arbitragem envolvendo custos de armazenamento e transporte. Antes, esses preços

são resultado das relações de oferta e demanda futura de energia seja para *hedge* ou especulação. Redl et al. (2009) e EPRI (1999) ratificam essa argumentação.

Quinn, Reitzes e Schumacher (2005) enfatizam, ainda, a suscetibilidade do preço à vista da eletricidade a variações de temperatura que afetam a demanda. Eles afirmam que essas variações podem conduzir a grandes desvios na relação entre as expectativas de futuros preços à vista e os preços a termo. Cartea e Figueroa (2005), ao calibrar seu modelo de previsão de preços aos mercados de eletricidade da Inglaterra e País de Gales, observaram tanto o comportamento de *backwardation*, quanto de *contango* e, também, alternância entre ambos, concentrando-se o comportamento de *contango* para maturidades mais próximas ou bem afastadas.

Uma medida comumente usada para avaliação dos mercados a termo e futuros é o prêmio de risco de mercado. Nesse sentido, o estudo de Benth, Cartea e Kiesel (2007), baseado no mercado alemão de eletricidade, concluiu que o prêmio de risco apresenta uma estrutura a termo decrescente à medida que a maturidade do contrato a termo aumenta. Similarmente, Weron (2008), ao determinar o prêmio no mercado de futuros do *NordPool*, usando modelos estocásticos, encontrou uma relação inversamente proporcional com o tempo até a maturidade, isto é, quanto maior o tempo até a maturidade, menor o prêmio de risco.

Bunn (2006) identificou prêmios de risco positivos no mercado britânico para as horas de pico ao comparar os preços do dia seguinte com o preço à vista e os da semana seguinte com o do dia seguinte. Ele argumenta que, durante as horas de pico, os compradores têm inclinação a pagar mais por contratos para o próximo dia, visando evitar grande volatilidade no mercado intradiário. Da mesma forma, Longstaff e Wang (2004), Hadsell e Shawky (2006) e Douglas e Popova (2008) identificaram prêmios de risco significativos nos mercados de eletricidade para o dia seguinte.

Bessembinder e Lemmon (2002) apresentaram um modelo de equilíbrio em que o prêmio a

termo (diferença entre os preços à vista esperados e a termo) é uma função da variância e da distorção (assimetria) dos preços à vista. Como resultados obtiveram que: o prêmio a termo de equilíbrio decrescia na variância do preço à vista, quando o preço à vista esperado era inferior ao preço fixo de varejo (*fixed retail price*) e crescia uniformemente com a assimetria dos preços à vista. Ulrich (2007), ao estender o trabalho de Bessembinder e Lemmon (2002), mostrou, também, que o prêmio a termo de equilíbrio crescia na variância do preço à vista, quando o preço à vista esperado era superior ao preço fixo de varejo e podia decrescer com a assimetria dos preços à vista, se os preços à vista projetados fossem extremamente elevados. Concluiu, ainda, que o preço a termo de equilíbrio crescia na proporção da relação entre o preço futuro esperado e o preço fixo de varejo. O argumento básico utilizado para explicar esses resultados é a demanda de *hedge* dos varejistas; quando os preços à vista projetados estão baixos, os lucros dos varejistas estão positivamente relacionados com os preços à vista e vice-versa. O trabalho de Diko, Lawford, Limpens (2006), aplicado ao EEX, Powernext e APX, também, suporta os resultados de Bessembinder e Lemmon (2002) e acrescenta a observação de prêmios menores para mercados mais maduros.

Furio e Meneu (2010), ao analisarem os prêmios de risco a termo *ex-ante* (diferença entre os preços à vista esperados e a termo) e *ex-post* (diferença entre os preços à vista realizados e a termo) no mercado de eletricidade espanhol, evidenciaram a dependência entre o sinal do prêmio *ex-post* e variações inesperadas de demanda e capacidade hídrica. Constataram, também, a variação do prêmio *ex-ante* em função da demanda esperada sob condições de baixa oferta no mercado, corroborando com a ideia de que os agentes do mercado respondem a fatores de risco.

Cartea e Villaplana (2008), ao estudarem a influência da oferta e da demanda nos mercados da Inglaterra, País de Gales, *PJM* e *NordPool*, observaram comportamento sazonal do prêmio, em acompanhamento à demanda. Particularmente, verificaram prêmios mais elevados em contratos cuja maturidade ocorria em meses de maior vola-

tilidade de demanda. Identificaram, ainda, a existência tanto de prêmios positivos como negativos e argumentaram que estes poderiam ocorrer em função da pressão de *hedge* dos vendedores. Finalmente, atestaram a possibilidade de variação do sinal do prêmio em função do mercado e do momento. Componentes sazonais na formação e relação dos preços a termo, também, foram identificadas por Quinn, Reitzes. (2005).

3 O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 O Sistema Interligado Nacional e sua política de operação

O Brasil possui um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas. De acordo com dados do Banco de Informações de Geração (BIG), disponibilizado pela ANEEL (2011) a capacidade instalada no país em 31/12/2010 era de 113.327 MW, com 71,21% dessa capacidade proveniente de geração hidrelétrica. Apenas 3,4% da capacidade de produção nacional não integram o SIN e formam pequenos sistemas isolados na região Amazônica (ONS, 2010). Assim, as cinco regiões do país são interligadas por extensas linhas de transmissão e podem permutar energia entre si com algumas restrições de transmissão, que justificam a subdivisão do SIN em quatro submercados: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N).

Por ocasião da reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), adotou-se uma política de operação centralizada baseada em modelos de otimização, cujo objetivo é minimizar o custo total de operação ao longo de um horizonte de planejamento. Esses modelos utilizam o método de programação dinâmica estocástica dual (PEREIRA, PINTO, 1991).

Sob a ótica econômica, a característica mais marcante de um sistema hidrotérmico é a possibilidade do uso da água armazenada nos reservatórios para geração de energia, minimizando os custos com combustíveis para geração termoelétrica.

A capacidade e o nível de armazenamento dos reservatórios, porém, limitam a geração hidroelétrica e geram dependência entre a decisão operativa do presente e os custos operativos no futuro (Figura 1).

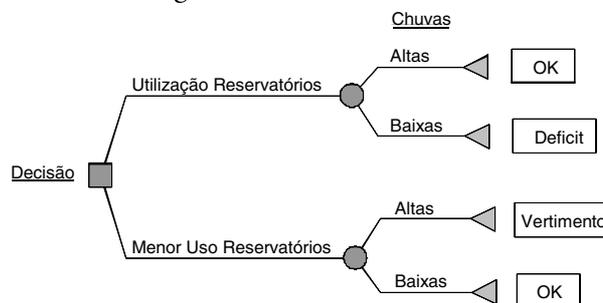


Figura 1 – Processo de decisão em um sistema hidrotérmico.

Fonte: dos autores.

Ao minimizar os custos com combustível, a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica do ponto de vista imediato, porém acarreta maiores riscos de déficits futuros, o que pode representar um alto custo para a sociedade, como o racionamento. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida pela conservação do nível dos reservatórios o mais elevado possível, com aumento da geração térmica e, portanto, dos custos imediatos de operação. Além disso, caso as aflúências futuras sejam elevadas, poderá ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema. Portanto, ao se operar um sistema hidrotérmico, deve-se comparar o benefício atual do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, conforme ilustrado nas figuras 2 e 3.

A função de custo imediato (FCI) representa os custos de geração térmica no estágio t imediato (momento atual). Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hídrica disponível, pois, quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a de geração térmica. Já a função de custo futuro (FCF) está associada ao custo esperado de geração térmica e ao racionamento desde o final do estágio t (início do próximo estágio, $t + 1$) até o final do período de estudo, diminuindo à medida que aumenta o volume final armazenado, em função

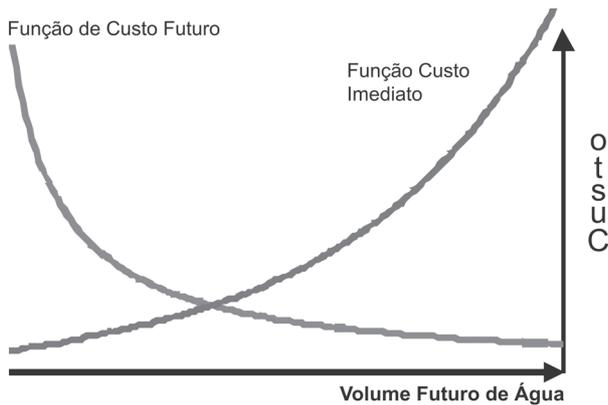


Figura 2 – Custos imediato e futuro da operação.

Fonte: dos autores.

da maior disponibilidade de energia hídrica no futuro. Nesse contexto, o uso ótimo da água armazenada é aquele que minimiza a soma dos custos imediato e futuro (ponto de mínimo custo global). Observa-se, na Figura 3, que esse ponto é, também, aquele em que as derivadas da FCI e da FCF se igualam.

As funções de custo imediato e futuro são compostas por inúmeras variáveis, destacando-se: as condições hidrológicas presente e futura, a demanda de energia, os preços de combustível, o custo de déficit, a entrada de novos projetos e a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Desse modo, o problema de decisão da operação hidrotérmica para o estágio t pode ser formulado como na equação 5, em que p_t é o preço da energia por ocasião da decisão operativa ótima e com o sistema sujeito às seguintes restrições: balanço hídrico, armazenamento e turbinamento, geração térmica e atendimento à demanda.

$$p_t = \min(c_j \times g_{j,t} + FCF(v_{t+1})) \quad (5)$$

A função objetivo é minimizar a soma das duas classes de custos a seguir, o que pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear.

- Custo operativo imediato: dado pelos custos térmicos ($c_j \times g_{j,t}$) no estágio t , em que c_j é o custo variável da térmica j e $g_{j,t}$ é a gera-

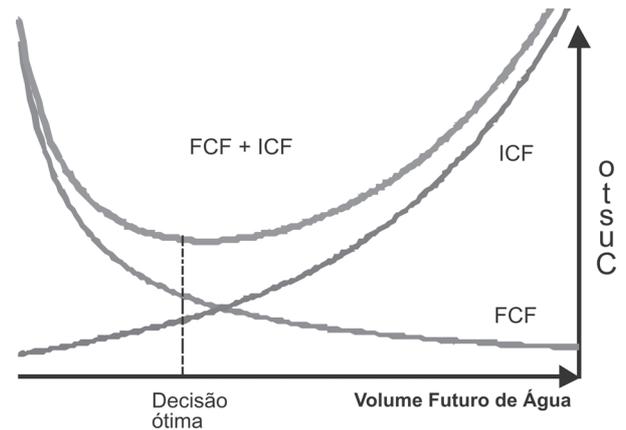


Figura 3 – Decisão ótima da operação.

Fonte: dos autores.

ção da térmica j no estágio t , e de racionamento, representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção;

- Custo operativo futuro esperado: dado pela função de custo futuro $FCF(v_{t+1})$, que depende dos volumes armazenados ao final do estágio (v_{t+1}).

O esquema de programação obtém, além das gerações hidráulica e térmica ótimas para o período em estudo, os multiplicadores *simplex* (preços sombra) associados a cada restrição. O custo marginal de operação (CMO) é o multiplicador *simplex* associado à restrição de atendimento à demanda do sistema e representa o custo de produção de 1 MWh adicional no ponto de mínimo custo global (em R\$/MWh).

3.1.1 O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o valor utilizado, no âmbito da CCEE, para liquidar as diferenças apuradas entre contratação e geração ou consumo no mercado de curto prazo (mês findo).

Seu cálculo é realizado por submercado e baseia-se na programação *ex-ante* (anterior à operação real do sistema), considerando os valores de

disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto considerados pelo ONS para a otimização da operação do SIN. O processo completo consiste na utilização dos modelos computacionais *Newave* e *Decomp*, os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente, em base mensal e semanal. O PLD é, então, determinado e divulgado semanalmente pela CCEE para cada submercado e patamar de carga (leve, médio e pesado) com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada ano de apuração (em 2011, 689,18 R\$/MWh e 12,08 R\$/MWh, respectivamente).

3.2 Comercialização de energia no SIN

Com a reestruturação do SEB foram instituídos dois ambientes de mercado para celebração de contratos de compra e venda de energia (CCEE, 2010):

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR: contratação formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (geradores, comercializadores) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL: há livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais.

Todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do SIN, sejam eles do ACR ou do ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Esse registro inclui as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços firmados não são registrados, mas utilizados especificamente pelas contrapartes em suas liquidações bilaterais, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com as condições contratuais específicas (CCEE,

2010). Cabe ressaltar que, em acordo com o Decreto n. 5.163/2004, os agentes vendedores devem apresentar 100% de lastro (geração própria ou contratos de compra) para venda de energia. Da mesma forma, os agentes de distribuição e os consumidores livres/especiais devem apresentar 100% de cobertura contratual para o atendimento de seu mercado e consumo, estando ambos sujeitos a penalidades junto à CCEE (CCEE, 2010).

3.2.1 Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica (CCVEE)

Os contratos negociados no ACL são contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica resultantes da livre negociação entre agentes, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes. A unidade básica negociada é o *megawatt-hora* (MWh) e os preços são negociados em *reais por megawatt-hora* (R\$/MWh). Os contratos devem especificar a quantidade de energia a ser entregue, o local de entrega, o submercado e o período de fornecimento (o período mínimo habitualmente praticado é um mês). A especificação de submercado é fundamental, já que eles podem apresentar preços bastante diferentes dependendo da situação do armazenamento de água, da oferta e da demanda. É comum a especificação da quantidade negociada em MW (MW médio) para indicar que é uma média para o período. A quantidade em MW para um período é equivalente a quantidade em MWh dividida pelo número de horas do período. Por exemplo, um contrato de 7.440 MWh para o mês de maio, que possui 744 horas (24 horas × 31 dias) é equivalente a um contrato de 10 MW médios para o mesmo mês.

Para exemplificar, considere um contrato com as seguintes características:

- ponto de Entrega: centro de gravidade do submercado SE/CO;
- duração: zero hora do dia 01/07/2011 às 24 horas do dia 31/12/2011;
- quantidade: 10 MW médios;
- preço: 100,00 R\$/MWh.

Neste caso, a energia é entregue no submercado SE/CO sem perdas de distribuição de julho a dezembro de 2011 ao preço fixo de 100,00 R\$/MWh. As quantidades em MWh são calculadas mensalmente pelo produto: 10 MW médios \times número de horas do mês.

3.2.2 O mercado à vista

Na visão da CCEE, o mercado à vista (*spot*) é o mercado das diferenças apuradas entre contratação e geração ou consumo (similarmente, das diferenças entre compra e venda de energia) para o mês findo, sendo o PLD correspondente o preço de liquidação dessas exposições. A contabilização e liquidação é realizada mensalmente pela CCEE e o PLD médio do mês de cada submercado pode ser visto como preço à vista nesse contexto.

Entre os agentes, o mercado à vista consiste na contratação de energia para o mês corrente, estendendo-se as negociações até o início do mês seguinte (o prazo para registro dos contratos bilaterais na CCEE é o nono dia útil do mês seguinte), tanto na modalidade de acordos bilaterais quanto de chamadas públicas, realizadas por diferentes empresas. Nesse âmbito, o preço à vista da energia elétrica costuma ser definido como o PLD médio do mês acrescido de um ágio ou percentual. Esse ágio surge da necessidade de os agentes fecharem seus balanços de lastro de energia mês a mês sob pena do pagamento de penalidades (em 2011, de acordo com as normas da CCEE, o valor de penalidade era o máximo entre o PLD médio mês R\$/MWh e 151,20 R\$/MWh).

Percebe-se, portanto, que o PLD médio do mês de cada submercado é o balizador dos preços à vista, mas não o preço à vista negociado no mercado tampouco um valor de mercado obtido pela livre comercialização de energia entre os agentes.

Conceitualmente, em mercados à vista, o preço é conhecido quando do fechamento das negociações e a troca do bem por seu pagamento ocorre o mais breve possível. O mesmo, porém, não é sempre verdadeiro no mercado brasileiro

de energia elétrica, já que o PLD médio do mês só é conhecido quando da divulgação do PLD da semana em que o mês finda. Assim, as negociações à vista de eletricidade (para o mês corrente) ocorrem sem que as partes tenham certeza sobre o preço à vista acordado, conhecendo-o apenas parcialmente, em função do ágio e dos PLDs semanais eventualmente já divulgados.

3.2.3 O mercado a termo

O mercado a termo brasileiro de energia elétrica consiste nos contratos bilaterais firmados para além do mês corrente (ACL) e nos Leilões de Ajuste e de Energia Nova (ACR).

Normalmente, os preços negociados são fixos e, no ACL, podem existir diferentes flexibilidades e especificidades contratuais. Como exemplo, os contratos podem ou não ser registrados para todo seu período de vigência na CCEE. O vendedor costuma exigir algum tipo de garantia do comprador (fiança bancária, fiança corporativa, seguro garantia, entre outros), referente ao faturamento de um a três meses, para efetuar o registro integral. Caso essa garantia não seja apresentada, normalmente o registro é efetuado mês a mês, mediante o pagamento da fatura de energia correspondente.

A CCEE também exige um aporte mensal de garantias, visando assegurar a capacidade de os agentes honrarem os contratos registrados e os requisitos de lastro. O cálculo desse valor é baseado nas exposições negativas de lastro/cobertura contratual dos agentes em um horizonte de até seis meses, precificadas ao PLD médio do mês (realizado) ou média das 2.000 séries de PLD geradas pelo programa *Newave* (meses futuros).

4 METODOLOGIA

Com a finalidade de esboçar o comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil, este estudo propõe o método a seguir para tratamento e análise dos dados de contratos negociados no país. Fez-se necessário, também,

definir os conceitos de preço à vista da energia elétrica e de expectativa de futuros preços à vista considerados para análise do comportamento do mercado a termo.

4.1 Preço à vista da energia elétrica e o filtro de PLD

A seção 3.2.2 apresentou o preço à vista da eletricidade como o preço para entrega de energia no mês corrente, sendo este o PLD médio do mês acrescido de um ágio, e ressaltou que este valor só é conhecido inteiramente quando do encerramento do mês.

Ao fim de cada mês, o ONS divulga o Planejamento Mensal da Operação (PMO) para o mês seguinte, que é revisado semanalmente. Assim, o primeiro momento é conhecido como Revisão 0 e é a base para os dados de entrada do programa *Newave* e consequente obtenção dos arquivos de saída a serem utilizados durante todo o mês entrante para cálculo do PLD semanal pelo *Decomp*, bem como da simulação de 2.000 séries de custo marginal da operação (CMO).

Acredita-se que, por ocasião da Revisão 0, todas as informações relevantes para a operação hidrotérmica do SIN estejam incorporadas nos dados do *Newave*, devendo-se crer que, naquele momento, a média das 2.000 séries de PLD (CMOs limitados por máximo e mínimo) seja a melhor estimativa para o PLD dos próximos meses, inclusive do mês entrante.

Com o passar do mês, contudo, passa a se ter uma ideia mais clara sobre quais previsões estão ou não sendo verificadas em relação à operação. Semanalmente, através das revisões, as novas informações são incorporadas ao PLD semanal calculado pelo *Decomp*. Acredita-se que, na Revisão 2 do PMO (meio do mês), as previsões sobre os cenários de afluência e armazenamento do mês carreguem maior exatidão. Como o *Newave* é executado apenas na Revisão 0, mas há mudança quanto ao nível de incertezas do mês corrente, é plausível crer que, após meio mês, a média das 2.000 séries de PLD já não seja o melhor estimador para o PLD dos próximos meses.

Testou-se, então, a eficiência de um estimador para o PLD médio do mês e dos três meses à frente, baseado em um filtro das séries de PLD em torno do PLD da Revisão 2. A faixa de filtragem adotada foi determinada para cada mês como um intervalo de confiança exato de 90% das variações históricas dos PLDs semanais em relação ao PLD da Revisão 2. Com base no erro quadrático médio, erro médio absoluto e correlações entre realizado e estimado, verificou-se ganho de eficiência (redução do erro de previsão) do estimador da média das séries filtradas em relação à média das 2.000 séries para todos os submercados. Esse ganho, contudo, declinou quase linearmente ao longo dos meses. No caso do Sudeste/Centro-Oeste, decaiu de 60% (mês corrente) para 10% (três meses à frente).

Diante do exposto, adotou-se a seguinte *proxy* para o preço à vista da eletricidade:

- entre o início do mês (Revisão 0) e a Revisão 2: a média das 2.000 séries de PLD geradas pelo programa *Newave*;
- entre a Revisão 2 (inclusive) e o fim do mês: a média das séries filtradas conforme descrito.

A *proxy* para expectativa de preços à vista futuros seguiu a média para cada mês à frente das séries utilizadas para definição do preço à vista.

4.2 Construção da curva a termo do mercado brasileiro

Tomando-se por base a formação de valor de contratos a termo, apresentada na seção 2.2, e a visão dos contratos a termo de eletricidade como títulos com valor de face nulo e pagamento de cupons a cada período de entrega, segue a descrição do modelo proposto para construção da curva a termo no mercado brasileiro.

Primeiro, obtêm-se uma amostra de M contratos negociados bilateralmente pelos agentes do mercado de energia elétrica. Define-se como t_i a taxa livre de risco à vista para vencimento i

meses à frente, em base mensal, a ser utilizada para o cálculo do valor presente dos contratos. Observa-se que t_i deve ser definida para todos os meses i do horizonte amostral, ou seja, desde o primeiro até o último mês de entrega de energia na amostra. Este será, também, o intervalo para o qual se definirá a curva a termo.

Com as taxas t_i , pode-se calcular o fator de desconto do preço i meses à frente para obtenção do valor presente dos contratos. O fator de desconto f_i para cada mês i à frente é dado pela equação (6):

$$f_i = 1/(1+t_i)^i. \quad (6)$$

Assim, o valor presente de cada contrato C é dado por:

$$VP_C = \sum_{i=n}^N f_i \times P_{iC} \quad (7)$$

em que:

- VP_C é o valor presente do contrato C ;
- n é o primeiro mês de entrega na amostra;
- N é o último mês de entrega na amostra;
- P_{iC} é o preço no mês i dado pelo contrato C .

Para construir a curva a termo, supõe-se que no mercado não há a possibilidade de arbitragem e que todos os contratos da amostra são fechados no instante presente. Assim, os preços a termo i meses à frente (P_i 's) devem ser tais que, se usados para construir contratos com períodos de entrega iguais ao de cada contrato C , o valor presente de cada contrato hipotético construído com os preços a termo P_i 's é igual ao valor presente do contrato C (VP_C) com igual período de entrega. Têm-se, então, a seguinte equação para cada um dos M contratos:

$$VP_H = VP_C = \sum_{i=n_C}^{N_C} f_i \times P_i \quad (8)$$

onde:

- VP_C é o valor presente do contrato C ;
- VP_H é o valor presente do contrato hipotético H ;
- $n_C = n_H$ é o primeiro mês de entrega do contrato C ;
- $N_C = N_H$ é o último mês de entrega do contrato C ;
- P_i é o preço a termo i meses à frente.

Reescrevendo o sistema formado pelas eq.(6) e eq.(8) sob forma matricial, têm-se:

$$F_{M \times N} \times P_{N \times 1} = VP_{M \times 1} \quad (9)$$

em que:

$F_{M \times N}$ é a matriz de taxas de desconto (caso não haja entrega de energia no mês i à frente para o contrato C , então $F(C;i) = 0$, caso contrário, $F(C;i) = f_i$);

$P_{N \times 1}$ é o vetor de preços a termo, isto é, a incógnita do sistema ($P(i;1) = P_i$);

$VP_{M \times 1}$ é o vetor de valor presente dos contratos ($VP(C;1) = VP_C$).

Nota-se que, por esse modelo, poderão ser obtidos, no máximo, M valores diferentes para os P_i 's. Devem-se, então, definir intervalos para os quais os respectivos P_i 's assumam o mesmo valor, de modo a restar apenas M valores de P_i a serem obtidos.

Em teoria, os P_i 's poderiam ser determinados pela resolução do sistema; pelas amostras testadas, contudo, observou-se que o determinante da matriz $F_{M \times M}$ é nulo, não havendo solução exata. Essa observação é de extrema importância, pois é um indício da existência de oportunidades de arbitragem.

Como é comum haver algum tipo de imperfeição nos mercados, seria mais correto somar um vetor de erros à eq. (9) e, assim, os P_i 's poderiam ser estimados como parâmetros de uma regressão linear. Ideia semelhante é apresentada por Elton *et al.* (2004) para estimação de taxas de juros a termo, a partir de títulos com diferentes prazos e cupons negociados no mercado. A diferença reside nos parâmetros: eles estimam os fatores de desconto, sendo os cupons (comparáveis, neste caso, aos preços dos contratos) conhecidos. A aplicação desse método requer um grande volume de contratos na amostra e a assunção de igualdade entre diversos P_i 's, a fim de se obter um número de graus de liberdade (tamanho efetivo da amostra, isto é, o tamanho da amostra menos o número de parâmetros a serem estimados mais um) razoável para estimação dos parâmetros por regressão linear.

Dada a limitação e as imperfeições das amostras obtidas para o estudo, fez-se uma simplificação da abordagem apresentada, através da alocação um a um dos contratos bilaterais, para construção da curva a termo. A técnica utilizada prioriza contratos menores e com início de entrega mais próximo ao presente, pois se acredita que eles carreguem menos incerteza tendo preços mais estáveis em relação às expectativas do mercado.

Assim, uma vez obtida a amostra, os contratos são ordenados de modo crescente pelo mês de início da entrega de energia. Caso haja contratos com o mesmo mês de início de entrega, terá prioridade na ordenação aquele que possuir menor período de entrega. Inversões na ordem de alocação devem ser feitas sempre que for considerada razoável a alocação, na curva a termo, de um contrato cujo preço, durante sua vigência, coincide apenas com um preço a termo a ser determinado.

A expectativa para a taxa *Over-Selic*, para cada mês à frente, divulgada pelo Banco Central do Brasil, foi tomada como taxa livre de risco para construção da curva a termo.

4.3 Dados e análise

Este estudo coletou cotações de preços a termo de contratos de energia convencional sem quaisquer flexibilidades para entrega no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Os períodos de coletas corresponderam aos intervalos de uma a duas semanas (com início no sábado), entre dezembro de 2007 e abril de 2011. A amostra anterior a 2011 foi incompleta, ou seja, não se obtiveram curvas para todos os intervalos. Os dados considerados foram obtidos pelo resultado de leilões ocorridos no período e informações de agentes do setor. A partir dos dados obtidos, foram feitos dois tipos de análise:

- acompanhamento da evolução da curva a termo *vis à vis* à evolução da expectativa de preço à vista futuro;
- apuração do prêmio de risco (preço a termo menos a expectativa de preço à vista futuro, conforme definido em Benth,

Cartea e Kiesel (2007) e Ulrich (2007) em função do tempo até a maturidade.

Destaca-se, que, em vez de se olhar para a expectativa de preço à vista futuro para cada mês, olhou-se para a média dos preços à vista futuros para os blocos de meses em que os preços a termo estavam definidos, conforme sugerido em Borovkova e Geman (2006).

Observou-se, ainda, a diferença entre o preço a termo e o preço à vista, porém EPRI (1999) e Redl et al. (2009) sugerem que a comparação entre os preços a termo e a expectativa de preços à vista futuros tenha maior valor e significância.

Por fim, procurou-se relacionar as evidências observadas no mercado a termo de energia elétrica brasileiro com a experiência internacional revista.

5 RESULTADOS

A partir da amostra obtida de curvas a termo e dos correspondentes preços à vista presente e esperados para o futuro, conforme as datas bases, buscou-se verificar a existência ou não de relações entre eles. Constatou-se correlação positiva entre preços a termo e à vista, porém não foi possível estabelecer uma relação clara entre eles. Em Longstaff e Wang (2002) e Pilipovic (2007), comprovou-se a influência dos preços à vista sobre os preços a termo; contudo, nesses trabalhos o preço a termo foi definido para um horizonte de curtíssimo prazo (dia seguinte). Em relação às expectativas de futuros preços à vista, verificou-se, novamente, correlação positiva. Apesar de a relação não ser estritamente linear, ao ajustar-se uma reta de regressão aos dados obteve-se *R*-quadrado de 54%, coeficiente de 0,65 e *p*-valor das estatísticas *T* e *F* inferiores a 1%. Ou seja, foi aceita a hipótese de que as expectativas de futuros preços à vista são capazes de explicar cerca de 50% da variação do preço a termo.

Ainda assim, não ficou totalmente evidente a relação entre preços a termo e as expectativas de futuros preços à vista. Observou-se, contudo, maior aderência entre esses preços para maturi-

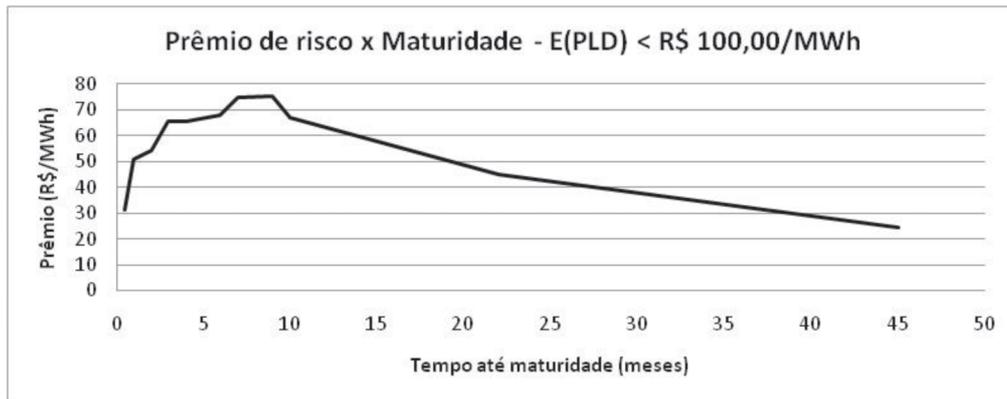


Figura 4 – Evolução do prêmio de risco em relação ao tempo até a maturidade quando a expectativa de preço à vista futuro é inferior a R\$ 100/MWh.

Fonte: dos autores.

dades mais próximas (mês seguinte ou período de meses iniciado no mês seguinte). Essa evidência pode ser confirmada com a interpretação da relação com o prêmio de risco (diferença entre o preço a termo e a expectativa de PLD médio para o respectivo período futuro), conforme figuras 4 e 5, que ilustram a evolução do prêmio de risco médio (considerada a amostra total do estudo) em relação ao tempo até a maturidade. Nota-se, ainda, que os prêmios de risco praticados são bastante elevados, particularmente quando as expectativas do PLD médio ($E(PLD)$) são inferiores a R\$ 100,00/MWh. É necessário lembrar, porém, que o preço à vista não é exatamente a expectativa do PLD médio como consi-

derado para comparações neste estudo, pois carece da consideração do ágio. Portanto, no prêmio de risco apresentado está embutido esse ágio, que seria acrescido ao PLD para uma compra no mercado à vista de energia. Ele pode ser bastante variável ao longo do ano; para energia convencional, contudo, costuma permanecer entre R\$ 10,00/MWh e R\$ 30,00/MWh, sendo R\$ 20,00/MWh um valor médio. Desse modo, ainda que acrescido o ágio ao PLD, há prêmios de risco consideravelmente elevados, atingindo mais de R\$ 30,00/MWh.

Destaca-se a separação da análise do prêmio de risco em função do tempo até a maturidade em duas situações: $E(PLD) < R\$ 100,00/MWh$

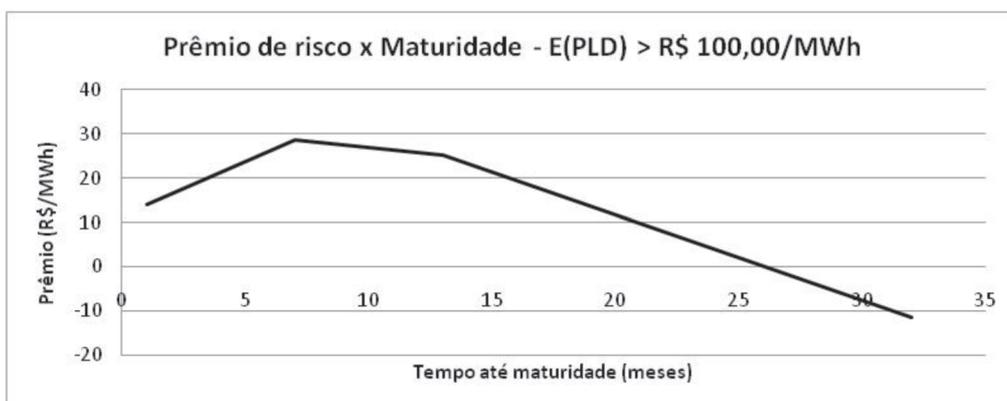


Figura 5 – Evolução do prêmio de risco em relação ao tempo até a maturidade quando a expectativa de preço à vista futuro é superior a R\$ 100/MWh.

Fonte: dos autores.

(preço à vista futuro esperado inferior a R\$ 100,00/MWh) e $E(PLD) > R\$ 100,00/MWh$ (preço à vista futuro esperado superior a R\$ 100,00/MWh). Essa separação foi motivada pela observação de que o prêmio de risco para a mesma maturidade reduzia-se à metade ou até mais quando a expectativa de PLD era superior a R\$ 100,00/MWh.

O comportamento do prêmio de risco observado neste estudo pode ser resumido do seguinte modo: prêmios de risco predominantemente positivos, crescentes com o tempo até a maturidade de dez meses e decrescendo após.

É interessante perceber que o comportamento verificado no mercado brasileiro corresponde, ao menos parcialmente, ao dos mercados alemão, nórdico e ibérico, conforme Benth, Carlea e Kiesel (2007), Weron (2008) e Furio e Meneu (2010).

Acompanhou-se, também, a evolução da curva a termo *vis à vis* à evolução das expectativas de preços à vista, buscando-se verificar a configuração do comportamento de *contango*, visto como tendência geral de ativos financeiros ou normal *backwardation*, considerado tendência habitual de commodities armazenáveis. As figuras 6 e 7 ilustram essas evoluções para os meses de fevereiro, março e abril de 2011.

Observou-se, predominantemente, o comportamento de *contango*, com convergência “por cima” dos preços a termo para os futuros preços à vista esperados, com a aproximação da maturidade. Em alguns momentos, porém, com a aproximação da maturidade foi evidenciado o afastamento dos preços a termo dos futuros preços à vista esperados. Já o comportamento de normal *backwardation* não foi verificado.

Revisando a experiência internacional, Quinn, Reitzes e Schumacher (2005) sugerem a possibilidade de configuração de ambos os comportamentos. Carlea e Figueroa (2005) indicaram a configuração das duas possibilidades no mercado do País de Gales. Pode-se, então, dizer que não há, ainda, um consenso sobre o comportamento dos mercados de energia elétrica nesse sentido, sendo a energia ora comparável a um ativo financeiro, ora a uma commodity de consumo. Contudo, há uma evidência inicial do comportamento de *contango* no mercado brasileiro de energia elétrica.

Por fim, destaca-se que, quando da construção das curvas, observaram-se, ainda, pequenas oportunidades de arbitragem; um indício de ineficiência do mercado, conforme sugerido por Quinn, Reitzes e Schumacher (2005) e Redl et al. (2009).

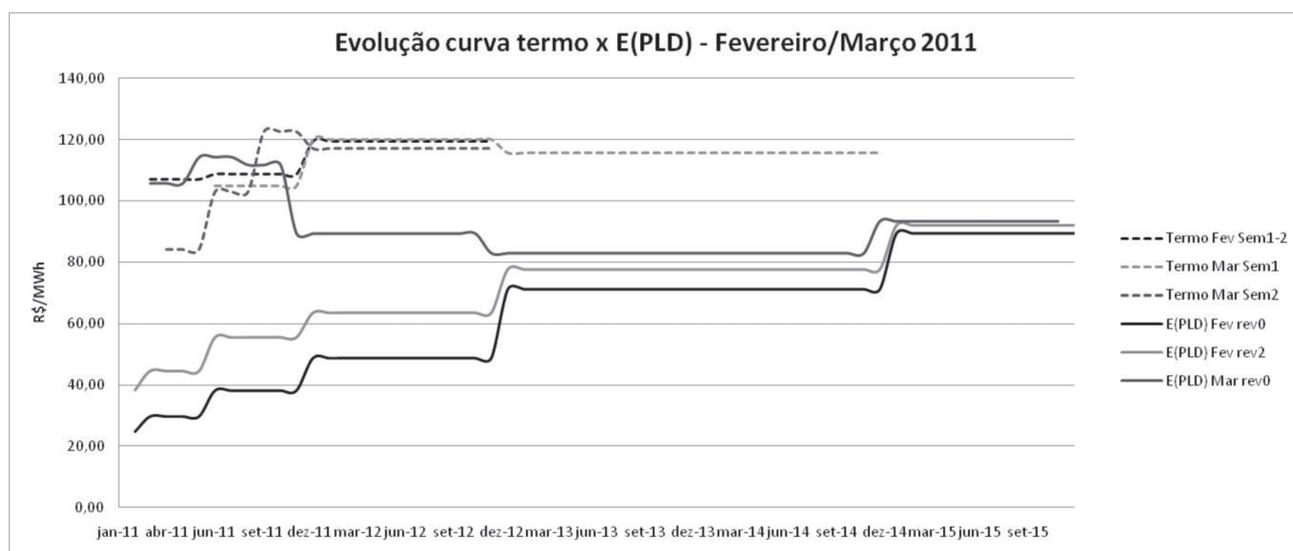


Figura 6 – Evolução da curva a termo fevereiro/março 2011.

Fonte: dos autores.

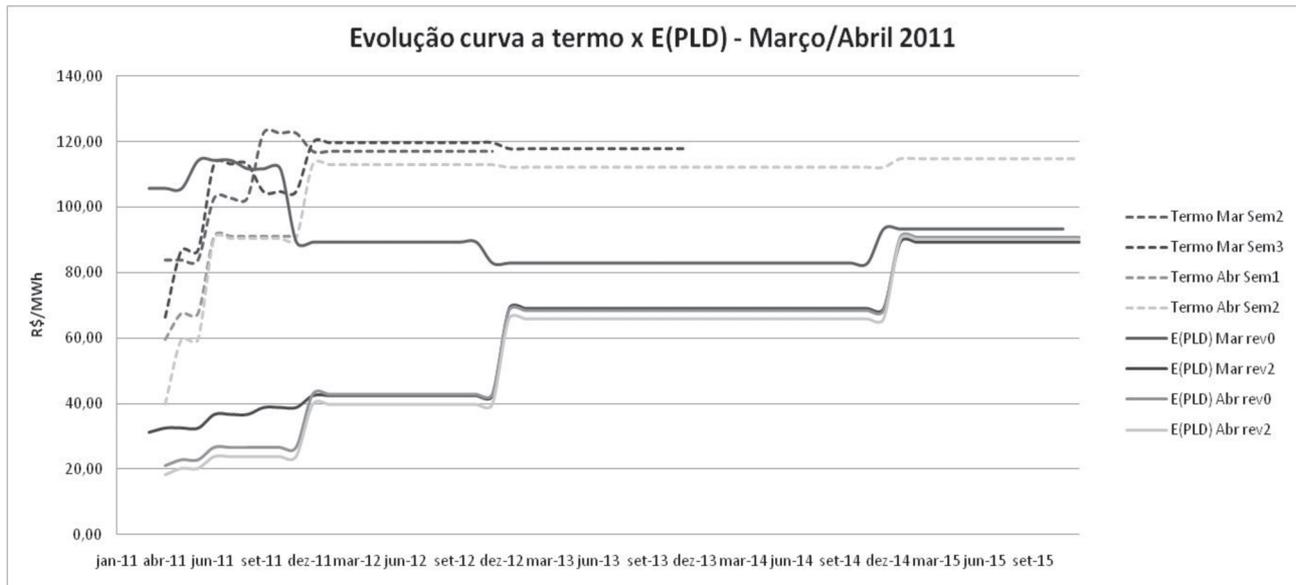


Figura 7 – Evolução da curva a termo março/abril 2011.

Fonte: dos autores.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Este trabalho buscou propor um método para analisar e melhorar a compreensão do mercado a termo de energia elétrica no Brasil. O método proposto contém algumas limitações, particularmente em função das faltas de liquidez e transparência de preços do mercado. Portanto, entende-se a curva a termo de energia elétrica obtida com base em amostras de contratos bilaterais apenas como uma estimativa do mercado.

Para os agentes, talvez, mais relevantes que a própria curva a termo resultante sejam as análises um a um dos contratos disponíveis no mercado que o método possibilita, permitindo, inclusive, a avaliação da existência de oportunidades de arbitragem. Particularmente, a ideia de comparar o valor presente de diferentes grupos de contratos com igual vigência total pode auxiliar os agentes a ganharem sensibilidade em relação aos preços praticados e a decidirem, por exemplo, sobre a contratação ou venda de contratos com períodos de entrega maiores ou menores. Além disso, o acompanhamento constante da curva a termo deve ajudar a entender a volatilidade desses preços e, conseqüentemente, a decidir o momento

ótimo para efetuar negociações. Para a comunidade acadêmica, este é, senão o primeiro, um dos primeiros estudos sobre o tema aplicado ao mercado brasileiro.

Dentre os principais resultados quanto ao comportamento do mercado, não se verificou relação entre preços à vista e a termo nem ficou totalmente evidente a relação entre preços a termo e as expectativas de futuros preços à vista, havendo, contudo, maior aderência entre esses preços para maturidades bem próximas (mês seguinte ou período de meses iniciado no mês seguinte) ou bem afastadas (superior a dois anos). Essa observação conduz a dois questionamentos:

- Até que ponto as expectativas de PLD futuro são ratificadas pelos agentes do mercado?;
- Quais são, de fato, os principais *drivers* na formação dos preços a termo de energia elétrica?

Percebeu-se, ainda, a prática de elevados prêmios de risco, inicialmente, crescentes com a maturidade e, depois (tempo até a maturidade superior a dez meses), decrescentes, notando-se redução da ordem de grandeza quando a expecta-

tiva de PLD era superior a R\$ 100,00/MWh. Em alguns períodos, também, foi possível observar o comportamento de *contango* do mercado.

Todas as evidências observadas no mercado brasileiro encontram algum respaldo em estudos realizados no exterior. Essa indicação mostra que, apesar da imaturidade e informalidade do mercado a termo de energia elétrica no Brasil, seu comportamento já se assemelha ao de mercados estruturados e mais maduros.

Uma questão a ser mais bem investigada são os *drivers* considerados pelos agentes na formação dos preços a termo, dada a aderência apenas parcial e, por vezes, mesmo inexistente dos preços a termo às expectativas quanto aos futuros valores de PLD. A existência de comportamentos diferenciados em função de determinadas faixas de expectativas de PLD futuro (acima e abaixo de R\$ 100,00/MWh, como foi caso) reforça essa necessidade.

REFERÊNCIAS

- BENTH, F. E.; CARTEA, A.; KIESEL, R. Pricing forward contracts in power markets by the certainty equivalence principle: explain the sign of the market risk premium. **Journal of Banking and Finance**, Amsterdam, v. 32, n. 10, p. 2006-2021, Oct. 2007.
- BESSEMBINDER, H.; LEMMON, M. L. Equilibrium price and optimal hedging in electricity forward markets. **Journal of Finance**, Malden, v. 57, n. 3, p. 1347-1382, June 2002.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **BIG: banco de dados capacidade geração Brasil: evolução da capacidade instalada (2001 à 2010)**. [2011]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO_DA_CAPACIDADE_IN_TALADA_ANEEL_MME.PDF>. Acesso em: 2 abr. 2011.
- BOROVKOVA, S.; GEMAN, H. Seasonal and stochastic effects in commodity forward curves. **Review of Derivatives Research**, v. 9, n. 2, p. 167-186, Sept. 2006.
- BUNN, D. W. Risk and electricity price dynamics. **Platts.com News Feature Power UK**, United Kingdom, n. 152, Oct. 2006.
- CARTEA, A., FIGUEROA, M. G. Pricing in electricity markets: a mean reverting jump diffusion model with seasonality. **Applied Mathematical Finance**, Oxford, v. 12, n. 4, p. 313-335, 2005.
- _____; VILLAPLANA, P. Spot price modeling and the valuation of electricity forward contracts: the role of demand and capacity. **Journal of Banking and Finance**, Amsterdam, v. 32, n. 12, p. 2502-2519, Dec. 2008.
- CARTER, C. A.; RAUSSER, G. C.; SCHMITZ, A. Efficient asset portfolios and the theory of normal backwardation. **Working Paper**, Berkley, n. 133R, 1982. Disponível em: <<http://escholarship.org/uc/item/59c8m4x6>>. Acesso em: 20 mar. 2011.
- CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Visão geral das operações na CCEE: versão 2010**. Jan. 2010. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf>. Acesso em: 30 maio 2010.
- _____. **Relatório InfoMercado_DEZ2010**. Fev. 2011. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Boletim%20Informativo/INFOmercado_DEZ_10.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2011.
- DIKO, P.; LAWFORDE, S.; LIMPENS, V. Risk premia in electricity forward prices. **Studies in Nonlinear Dynamics and Econometrics**, [S.l.], v. 10, n. 3, Sept. 2006.
- DOUGLAS, S.; POPOVA, J. Storage and the electricity forward premium. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 30, n. 4, p. 1712-1727, July 2008.

- ELTON, E. et al. Teoria da formação da taxa de juros de preços de títulos de renda fixa. In: _____. **Moderna teoria de carteiras e análise de investimentos**. São Paulo: Atlas, 2004. p. 423-453.
- ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUT – EPRI. **Forward price forecasting for power market valuation**: excerpts introducing valuation and forecasting approaches. Palo Alto: EPRI, 1999.
- FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. Commodity futures prices: some evidence on forecast power, premiums, and the theory of storage. **The Journal of Business**, Chicago, v. 60, n. 1, p. 55-73, Jan. 1987.
- FLETEN, S-E.; LEMMING, J. Constructing forward price curves in electricity markets. **Energy Economics**, [S.l.], v. 25, p. 409-424, Sept. 2003.
- FURIO, D.; MENEU, V. Expectations and forward risk premium in the spanish deregulated power market. **Energy Policy**, [S.l.], v. 38, n. 2, p. 784-793, Feb. 2010.
- HADSELL, L.; SHAWKY. Electricity price volatility and the marginal cost of congestion: an empirical study of peak hours on the NYISO market, 2001-2004. **The Energy Journal**, [S. l.], v. 27, n. 2, p. 157-179, 2006.
- HULL, J. A mecânica operacional dos mercados futuro e a termo. In _____. **Introdução aos mercados futuros e de opções**. 2. ed. São Paulo: Bolsa de Mercadorias e Futuros, 1996. p. 9-50.
- _____. Determination of forward and futures prices. In: _____. **Options, futures and other derivatives**. 7. ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2009. p. 99-128.
- JOSHOW, P. L. Introduction to electricity sector liberalization: lessons learned from cross-country studies. In: SIOSHANSI, F. P.; PFAFFENBERGER, W. (Org.). **Electricity market reform: an international perspective**. Oxford: Elsevier, 2006. p. 1-32.
- KALDOR, N. Speculation and economic stability. **The Review of Economic Studies**, Stockholm, v. 7, n. 1, p. 1-27, Oct. 1939.
- LEE, J. W.; ZHANG, Y. Evidence on normal backwardation and forecasting theory in futures markets. **Journal of Derivatives & Hedge Funds**, England, v. 15, n. 2, p. 158-170, Aug. 2009.
- LONGSTAFF, F. A., WANG, A. W. Electricity forward prices: a high-frequency empirical analysis. **Journal of Finance**, Malden, v. 59, n. 4, p. 1877-1900, Aug. 2004.
- LOZARDO, E. **Derivativos no Brasil: fundamentos e práticas**. 2. ed. São Paulo: BM&F, 1998.
- NYSTEDT, J. **Derivative Market Competition: OTC Markets versus organized derivatives exchanges**. Working Paper, [S.l.], n. WP/04/61, 2004. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=878884>>. Acesso em: 19 jul. 2010.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Conheça o sistema**. [2010]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/index.aspx>. Acesso em: 2 fev. 2010.
- PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical Programming**, Heidelberg, v. 52, n. 1, p. 359-375, May 1991.
- PIAZZESI, M. Affine-Term Structure Models. In: AIT-SAHALIA, Y.; HANSEN, L. (Ed.). **Handbook of Financial Econometrics**. Amsterdam: North-Holland, 2003. p. 462-463.
- PILIPOVIC, D. The Forward Price Curve. In: _____. **Energy risk: valuing and managing energy derivatives**. 2. ed. New York: Mc Graw-Hill, 2007. p. 127-162.
- QUINN, J. A.; REITZES, J.; SCHUMACHER, A. Forward and spot prices in electricity and gas markets: does “storability” matter?. In: CREW, M.; PIEGEL, M. (Ed.). **Obtaining the Best of**

Regulation and Completion. New York: Springer Science, 2005. p. 109-134.

REDL, C. et al. Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors. *Energy Economics*, [S.l.], v. 31, n. 3, p. 356-364, May 2009.

RODRIGUES, C. B. **Um estudo sobre o comportamento dos preços da soja no mercado brasileiro: uma abordagem pelo método de reversão à média com saltos.** 2009. 61 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial)–Pontifícia

Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

ULRICH, C. J. Constrained capacity and equilibrium forward premia in electricity markets. **Working paper.** Virginia, out. 2007. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=923082>>. Acesso em: 14 mar. 2011.

WERON, R. Market price of risk implied by asian-style electricity options and futures. *Energy Economics*, [S.l.], v. 30, n. 3, p. 1098-1115, May 2008.