

2 Revisão de literatura

Este capítulo busca fundamentar e contextualizar os principais tópicos abordados neste trabalho para sua melhor compreensão, abordando os mercados a termo e futuros de modo geral e, particularmente, os de energia elétrica. Essa abordagem engloba tanto a conceituação quanto a dinâmica dos mercados e a construção de curvas a termo.

2.1. Mercados a termo e futuros

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

No caso de contratos a termo, a negociação ocorre em ambientes de balcão, descentralizados. Os termos e condições contratuais são definidos através da barganha entre as contrapartes para atendimento de seus requisitos específicos, resultando em produtos personalizados (Nystedt, 2004). Itens como tamanho do contrato, qualidade da mercadoria-objeto, data de liquidação, local de entrega e preços são todos negociáveis, sendo o contrato firmado bilateralmente entre comprador e vendedor. Essas características implicam em falta de liquidez e de transparência dos preços.

Por sua vez, os contratos futuros são negociados em ambientes organizados de bolsas, sendo altamente padronizados. A qualidade do bem-objeto, a quantidade alvo do contrato, o local e forma de entrega, o vencimento e quaisquer outros aspectos específicos da mercadoria estão pré-definidos. A única variável negociável é o preço. Duas outras diferenças essenciais dos futuros são: existência das câmaras de compensação de operações e da marcação ao mercado. Aquelas assumem as duas pontas do contrato, fazendo com que as contrapartes reais permaneçam no anonimato, enquanto esta consiste em calcular, para cada dia após

a realização do contrato, a diferença entre a cotação do contrato no dia anterior e a cotação do dia corrente, devendo a diferença ser liquidada diariamente. Essas características 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, como as informações do pregão são de domínio público e disponibilizadas na maioria dos veículos de comunicação de alta circulação, as cotações de preços permanecem disponíveis em frequências muito maiores e de maneira totalmente transparente, possibilitando maior aprendizado sobre o mercado.

2.1.1. Formação de preços a termo e futuros

Apesar das diferenças entre contratos a termo e futuros, é sutil a diferença apontada nos processos de formação de preços, estando esta associada à correlação dos preços futuros com a taxa de juros. Quando a correlação 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. Com efeito, essa equivalência é amplamente adotada em estudos sobre precificação e comportamento dos preços a termo e futuros, em particular, no setor elétrico. Portanto, ela também é assumida neste trabalho. Assim, preço a termo ou futuro será considerado como o preço pactuado em determinada data para entrega do ativo objeto em uma data futura (conhecida como maturidade, exercício ou expiração) ou ao longo de um período futuro (no caso da energia elétrica).

A formação de preços futuros parte do pressuposto básico de que o preço futuro 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. As *commodities* agropecuárias representam bem *commodities* de consumo, enquanto metais preciosos e demais *commodities* adquiridas para fins de investimento são consideradas *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 seu 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. No entanto, sua natureza física impõe dificuldades adicionais por duas razões. Primeiro, o custo de transporte (acrescido de custos de armazenamento) não é fácil 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 *et al.*, 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:

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

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

Caso a *commodity*, além de armazenável, seja de consumo, deve-se descontar os benefícios provenientes de sua posse física, conhecidos como retornos de conveniência (*convenience yield*), representados por y , passando-se a ter (Rodrigues, 2009):

$$F_{t,T} = S_t e^{(r+s-y)(T-t)}. \quad (2)$$

Telser (1958) explica a *convenience yield* como uma opção de calendário embutida. O detentor da *commodity* pode decidir quando consumi-la, assim, se for ótimo armazená-la para consumo posterior, pode precificá-la como um ativo financeiro, porém, se for ótimo o consumo imediato, deve precificar como um bem de consumo. Desse modo, o preço à vista de uma *commodity* seria o máximo entre seu valor como bem de consumo e como ativo financeiro.

Outra abordagem da teoria econômica baseia-se nas relações de equilíbrio para os preços a termo (Keynes, 1930). 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 & French (1987) ao examinarem, através de testes estatísticos, as duas abordagens clássicas de precificação de futuros de *commodities* 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.

2.1.2. Comportamento dos mercados a termo e futuros

Como discutido, em mercados maduros, seja de ativos financeiros ou *commodities*, à medida em que se aproxima o vencimento de um contrato futuro, espera-se que seu preço convirja para o preço à vista (Hull, 1996). Similarmente, espera-se que os preços negociados a termo convirjam para o preço à vista, à medida que diminui o tempo até a maturidade do contrato. 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 conhecida como *normal backwardation*; a situação contrária é conhecida como *contango*. Hull (1996) apresenta a seguinte argumentação de John Maynard e John Hicks para explicar ambas 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 de *contango*, enquanto, típicos mercados de *commodities* que possuem custos de armazenagem caracterizam-se, normalmente, como *normal backwardation*.

Por trás do comportamento de *normal backwardation* de *commodities* reside a idéia de que a posse física imediata de uma mercadoria acarreta algum benefício ou conveniência, que a propriedade adiada (através de uma posição futura comprada) não acarretaria. Esse benefício, apresentando anteriormente, é conhecido como *convenience yield* (Hull, 2009) e costuma estar associado às decisões de estoque, que são importantes por balizarem as relações entre consumo atual e projetado para o futuro, bem como, à probabilidade de escassez futura do bem. Sucintamente, se há expectativa de escassez, conseqüentemente de preços futuros à vista mais elevados, e o custo de armazenamento é baixo, será mais vantajoso adquirir a *commodity* agora e armazená-la para consumo posterior.

Carter *et al.* (1982) fazem uma revisão da teoria de *normal backwardation* e da existência de prêmios de risco para *commodities*, indicando que não se espera verificar prêmios 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, logo, da atividade econômica geral. Assim, concluem que a teoria de *normal backwardation* não é válida para todas as *commodities*, mas apenas sob certas condições.

De modo geral, a situação de *contango* está associada às circunstâncias em que o abastecimento imediato da mercadoria é abundante em relação à demanda. Inversamente, *backwardation* é relacionada a condições de baixos níveis de fornecimento e/ou de estoque (Benth *et al.*, 2007). Ambas situações podem ser determinadas pela simples observação e acompanhamento dos mercados a termo.

Lee & 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 salientam as seguintes conclusões: os mercados de grãos não apresentaram *drivers* de *backwardation*; formas extremas tanto de *backwardation*, quanto de *contango* foram observadas nos mercados financeiros; apesar de observadas trocas do comportamento

predominante, em geral, ele se manteve em cada mercado ao longo do período estudado.

2.2.

Curva a termo 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. Assim, é o acompanhamento da curva ao longo do tempo que permite a inferência de conclusões sobre o comportamento do mercado a termo do ativo sob estudo.

Ao introduzir a construção de curvas a termo em mercados de energia, Pilipovic (2007) comenta que a curva a termo do índice S&P 500 tende a apresentar um crescimento suave, caracterizando-se como uma curva com crescimento exponencial e forte correlação histórica com os preços à vista, sendo este o principal fator a explicar sua evolução. O mesmo autor afirma que a curva do *WTI Crude Oil* apresenta configurações diversas, ora crescendo, ora decrescendo e ora crescendo e decrescendo (comportamento sazonal) em relação à maturidade. Além disso, os preços do *WTI Crude Oil* para maturidades próximas têm pequena correlação com os de maturidades distantes, sinalizando a influência de, pelo menos, dois fatores no seu comportamento.

A construção de curvas a termo contínuas, representativas do mercado, de ativos em geral costuma ser feita através de técnicas de interpolação dos preços a termo negociados ou do uso de regressões com funções de suavização. Esses modelos financeiros de precificação são baseados em equações diferenciais parciais e incorporam características de mercado, como o prêmio de risco. Sua aplicação faz-se necessária, habitualmente, pela inexistência de cotações para todas as maturidades consideradas. E, adicionalmente, pelo intuito de obter modelos que descrevam o comportamento do mercado, com vista à predição dos preços a termo ainda não negociados.

2.2.1.**Valor de um contrato a termo**

Como foi dito, a construção de curvas a termo de mercado parte dos preços negociados bilateralmente em contratos (K) e, conforme o caso, do valor do contrato em si.

O valor de um contrato a termo de um ativo qualquer pode ser dado por (Hull, 2009):

$$f = (F_0 - K) \times 1/(1 + r)^T, \text{ onde} \quad (3)$$

T = tempo até o vencimento do contrato a termo;

F_0 = preço a termo do ativo (preço considerado justo do ativo em T sob a visão do presente);

K = preço negociado do ativo (fixo);

r = taxa livre de risco do mercado.

Se considerarmos um mercado no qual não haja possibilidade de arbitragem, então, F_0 deve ser igual a K quando do acerto do contrato, isto é, f deve ser nulo, pois as expectativas do mercado quanto ao preço do ativo no futuro devem ser uniformes. Com o passar do tempo, contudo, as expectativas do mercado podem variar, fazendo com que o valor do contrato a termo (f) passe a ser positivo ou negativo (Hull, 2009).

2.2.1.1.**Taxa livre de risco**

Não há na Academia, nem na prática financeira, um consenso quanto à taxa livre de risco do Brasil. Entre as abordagens mais comuns destaca-se o emprego de taxas vistas como livres de risco para o mercado norte-americano corrigidas pelo risco Brasil, do CDI, da Taxa Selic ou do retorno da poupança. Como a comercialização de energia elétrica ocorre sem grandes influências diretas do mercado internacional, optou-se pela abordagem da taxa livre de risco brasileira baseada apenas em títulos e/ou indicadores nacionais.

O estudo de Gonçalves Jr. *et al.* (2009) analisou as taxas de retorno da Poupança, CDI e Selic, para definir quais seriam as melhores aproximações da taxa livre de riscos para o Brasil, com base no período de 1994 a 2008. Os resultados da pesquisa indicaram que tanto o CDI quanto a Selic poderiam ser considerados ativos financeiros que respondem, em média, de forma equivalente em magnitude, sinal e comportamento ao que seria esperado para um título livre de risco segundo o clássico modelo de precificação de ativos *CAPM*. Assinalou-se, contudo, que suas médias históricas não são vistas como uma projeção adequada para o futuro. Recomendou-se, então, o uso da estrutura a termo de taxas de juros da Selic como projeção da taxa livre de risco brasileira.

2.2.2.

Curva a termo de taxa de juros

Quando se trata do estudo 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. O estudo nesse âmbito é motivado e justificado por sua importância nas áreas de: previsão econômica, política monetária, gerenciamento da dívida pública, gestão de riscos e apreçamento de derivativos (Piazzesi, 2003).

Sucintamente, 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 (Elton *et al.*, 2004), ou seja:

$$P_i = d_1 C_i(1) + d_2 C_i(2) + d_3 C_i(3) + \dots + e_i, \text{ onde:} \quad (4)$$

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 ($d_t = 1 / (1 + S_t)^t$, sendo S_t a taxa de juros à vista para t meses);

e_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:

$$(1 + f_{yx}) = (1 + S_x)^x / (1 + S_y)^y, \text{ onde:} \quad (5)$$

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

Na prática, faz-se necessário adotar algumas restrições para considerar, por exemplo, aspectos fiscais e cláusulas de resgate antecipado.

2.3. Energia elétrica como *commodity*

A energia elétrica, enquanto mercadoria de necessidade básica da sociedade, é vista pelo mercado como uma *commodity*.

Na Idade Média, o atendimento às necessidades de produtores e comerciantes na negociação das *commodities* básicas fez surgir, na China antiga, os derivativos (Hull, 1996). Assim, a utilização primária desses instrumentos objetivava garantir um preço estável, considerando-se, por exemplo, os riscos da escassez e sazonalidade das mercadorias.

Assaf Neto (2001) explica que:

derivativos são instrumentos financeiros que se originam (dependem) do valor de um outro ativo, tido como ativo de referência. Um contrato derivativo não apresenta valor próprio, derivando-se do valor de um bem básico (*commodities*, ações, taxas de juros etc.). (Assaf Neto, 2001, p.330).

De acordo com a Instrução CVM nº 235/1995, derivativos são ativos financeiros cujo valor resulta do valor de outro ativo, podendo ser padronizados e negociados em mercados secundários organizados ou constituírem-se como contratos *ad hoc* (com propósitos específicos e determinados) entre as partes.

Conforme o exposto pode-se entender a energia elétrica como uma *commodity* e seus contratos a termo como instrumentos derivativos, uma vez que seu valor resulta da energia transacionada.

2.3.1.

Contrato a termo de energia elétrica

Um contrato a termo de energia elétrica é similar ao de qualquer outra *commodity*, exceto por não possuir entrega em uma data específica, mas ao longo de um período, o que requer, assim, tratamento diferenciado. Basicamente, ele pode ser vistos de dois modos: como uma carteira de contratos futuros para cada uma das datas de entrega (Fleten & Lemming, 2003) ou como um título de valor de face zero que paga cupom (preço a termo acordado) a cada período de entrega ao seu detentor que, por sua vez, fornece a energia contratada, nos termos acordados, como pagamento pelo título.

É importante alertar que, em alguns mercados, são comercializados contratos a termo de eletricidade puramente financeiros, ou seja, sem entrega da energia em si. Mesmo nesses casos, mantêm-se a necessidade de abordagem diferenciada, pois ainda que não ocorra a entrega física, os contratos são definidos para períodos de suprimento. O *APX-ENDEX*, que abrange Holanda, Reino Unido e Bélgica, é, senão o único, um dos únicos mercados estruturados de energia que permite a negociação apenas de contratos com entrega física. Nele, caso uma contraparte não deseje participar dessa entrega, ela deve assinar um termo de compromisso, garantindo que encerrará todas as suas posições em aberto antes do exercício.

2.3.2.

Curva a termo de energia elétrica

A previsão de preços para um horizonte de longo-prazo é fundamental para clarear os riscos e oportunidades de lucros em tomadas de decisões dos agentes do mercado energético, não apenas no tocante a especulações de compra e venda de energia, mas, especialmente, nas decisões sobre investimentos em plantas de geração (EPRI, 1999). Em EPRI (1999), argumenta-se que essa previsão deve ser baseada em preços a termo, ao invés de projeções de futuros preços à vista, dado que os preços a termo são observáveis, ao menos, parcialmente, podendo ser vistos como “moeda do mercado”, ao passo que os futuros preços à vista são desconhecidos.

Ainda em EPRI (1999) a curva a termo é definida como uma sequência de preços a termo para diferentes datas de entrega, sendo, normalmente, considerada a unidade mensal e sugerida sua construção a partir da aproximação do mercado, ou seja, a partir dos preços a termo observados. Alerta-se que essa aproximação tem a deficiência de não fornecer uma descrição completa da curva, em função da indisponibilidade de dados. Em contrapartida, argumenta-se que a aproximação histórica não é uma boa estimativa para preços futuros, apesar de a volatilidade histórica ter sua utilidade na descrição da futura, por possuir certa estabilidade.

Modelos de precificação baseados em otimização, como: o MPS, utilizado no mercado nórdico de energia e o *Newave-Decomp*, utilizado no mercado brasileiro, mesmo servindo de referência para os preços de mercado, não incorporam características deste, como o prêmio de risco. Seu grande mérito reside em fornecer um plano detalhado para a operação dos sistemas elétricos. Ademais, suas projeções resultam em expectativas de futuros preços à vista, não tendo, necessariamente, relação com os preços a termo.

Assim, Fleten & Lemming (2003) propuseram a modelagem da curva a termo de eletricidade a partir da combinação de dados de mercado (preços ofertados de contratos a termo) e dos futuros preços à vista esperados, obtidos por modelos de otimização. Os autores demonstraram que seu modelo ajustou-se melhor ao mercado do que modelos de interpolação e de máxima suavização. Ele está baseado na teoria *baysiana*, sendo os dados de mercado e sua combinação com os fornecidos pelo modelo de otimização, respectivamente, utilizados para construção das distribuições *a priori* e *a posteriori*. Dado o sucesso do modelo proposto no mercado nórdico, pode-se inferir a aderência dos preços praticados nesse mercado a termo às expectativas de preços à vista futuros obtidos pelo modelo de otimização MPS.

Com efeito, o fato da eletricidade não ser facilmente estocável como diversas *commodities*, implica em seu preço futuro depender, sobretudo, das expectativas sobre as condições de oferta e demanda para o período de entrega da energia. 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 minimizar os custos marginais de operação, gerando diversos cenários para essas variáveis ao longo do período de estudo. 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.

2.4.

Mercados a termo e futuros de energia elétrica

Desde 1990, tem ocorrido a reestruturação dos mercados de eletricidade no mundo, na qual busca-se introduzir a competição de modo a direcionar o setor para o aumento da competitividade e da eficiência. O estágio de competição plena no varejo (competição ao nível do consumidor residencial) já havia sido estabelecido na Inglaterra, Noruega, Suécia, Nova Zelândia, Alemanha e diversos estados dos EUA até o final do ano 2000. No caso da Europa, houve um acordo geral dos então membros da União Européia sobre as Diretivas do Mercado de Eletricidade (European Commission, 2003), com a definição das diretivas (em 1996 e 2003) para implantação da plena competição no varejo até julho de 2007 e da integração dos mercados de energia elétrica dos quinze países que ora integravam a União Européia (Finon & Midttun, 2004).

Segundo Gómez & Rothwell (2003), o foco na reestruturação do setor de eletricidade tem se deslocado da competição na geração para a criação de mercados competitivos varejistas. Na Inglaterra, onde os grandes clientes podiam escolher seus fornecedores desde 1990, todos os consumidores tiveram oportunidade de escolha a partir de 1999. Com essa oportunidade, mais de um terço dos consumidores domésticos de eletricidade e uma parcela expressiva dos consumidores industriais trocaram seus fornecedores varejistas locais. A Noruega permitiu a todos os seus clientes escolherem um comercializador varejista em 1993 e, progressivamente, removeu todas as barreiras que impediam pequenos consumidores de exercerem sua escolha. A Suécia e a Finlândia seguiram a mesma tendência após alguns anos. Na Alemanha, todos os consumidores tiveram oportunidade de escolher seus supridores e questionar sobre alterações na operação do setor de geração a partir de 1999.

Seguindo essa evolução, diversos países passaram a contar com mercados organizados (bolsas) para negociação de derivativos de energia, particularmente, contratos a termo e futuros de eletricidade. Dentre eles, destacam-se:

- Estados Unidos, onde há bolsas descentralizadas, notadamente a *NYMEX* (*New York Mercantile Exchange*) e o *PJM electricity market* (Pensilvânia, New Jersey e Maryland);
- Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca, que constituem o *NordPool*, de cujo mercado financeiro também participam Alemanha e Holanda;
- França e Alemanha, que, através do acordo de cooperação assinado em 2008, passaram a negociar contratos futuros e de opções no ambiente de cooperação *EEX-Powernext*, onde *EEX* (*European Energy Exchange*) é o mercado alemão e *Powernext*, o francês;
- Reino Unido, Holanda e Bélgica, que compõem o *APEX-ENDEX*;
- Península Ibérica, que forma o *MIBEL* (*Mercado Ibérico de Electricidade*), cujo mercado à vista é de competência do *OMEL* (*Operador del Mercado Ibérico de Energía*) e *OMIP* é sua bolsa de derivativos.

2.4.1. Comportamento dos mercados

Quinn *et al.* (2005) argumentam sobre a importância da relação entre os preços a termo (ou futuros) e à vista de insumos energéticos, especificamente, gás natural e eletricidade, para eficiência do mercado de energia. Eles sugerem que os contratos a termo desses insumos são fundamentais no desenvolvimento de programas de aquisição de energia, bem como na consolidação de mercados energéticos atacadistas.

De fato, 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 tornar-se extremamente dispendiosas, uma vez que o preço a termo tenderá a ser sobretaxado pela incerteza. Contudo, em mercados extremamente voláteis, como o de eletricidade, a exposição absoluta ao preço à vista apresenta-se demasiadamente arriscada. 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. Quinn *et al.* (2005), 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, apesar de considerarem prematura sua afirmação.

Fleten & Lemming (2003) alertam, que a limitada capacidade de armazenamento da eletricidade implica na não formação de preços a termo e futuros neste 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. Os autores também expõe ser habitual que os custos marginais de operação obtidos por modelos de otimização, como o MPS, utilizados nos países nórdicos, sejam a base da expectativa de futuros preços à vista. Redl *et al.* (2009) e EPRI (1999) ratificam essa argumentação quanto à formação dos preços a termo.

Quinn *et al.* (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. Como o *PJM electricity market* abrange diversas regiões, os autores acreditam que os participantes desse mercado possam ficar sujeitos a falta de liquidez nas negociações e expostos a grande volatilidade, podendo configurar-se tanto o comportamento de *contango* como de *normal backwardation* no mercado a termo. Cartea & 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 *et al.* (2007), sob o 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 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 intra-diário. Da mesma forma, Longstaff & Wang (2004), Hadsell & Shawky (2006), Douglas & Popova (2008) identificaram prêmios de risco significativos nos mercados de eletricidade para o dia seguinte.

Bessembinder & Lemmon (2002) apresentam um modelo de equilíbrio onde o prêmio a termo (isto é, a 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 & 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 *et al.* (2006), aplicado ao *EEX*, *Powernext* e *APX*, também, suporta os resultados de Bessembinder & Lemmon (2002) e acrescenta a observação de prêmios menores para mercados mais maduros.

Furio & 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 idéia de que os agentes do mercado respondem a fatores de risco.

Cartea & Villaplana (2008), ao estudar 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 volatilidade 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 *et al.* (2005).