

## 4 Metodologia

Com a finalidade de esboçar o comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil, este estudo foi organizado como uma pesquisa exploratória. Revisou-se a bibliografia existente sobre o tema em mercados internacionais de energia elétrica e, então, foi proposto um método para tratamento e análise dos dados obtidos do mercado brasileiro, buscando-se evidenciar relações com a literatura estudada. A obtenção dos dados de contratos negociados no mercado a termo de energia elétrica no país deu-se através de contatos não estruturados com agentes do setor.

O método proposto na seção 4.1 para construção de curvas a termo é baseado apenas em informações de mercado, não há a intenção de construir uma curva suave, mas apenas uma que reflita os preços negociados pelos agentes. Definem-se, também, na seção 4.2 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. **Curva a termo de energia elétrica para o mercado brasileiro com base apenas em informações de mercado**

A aplicação de modelos para construção de curvas a termo contínuas (suaves), para posterior análise do comportamento do mercado e projeção de preços, não é ainda uma realidade factível no setor elétrico brasileiro, dada a dificuldade de obtenção de dados. Diferentemente de outros países, onde há mercados formais de energia elétrica, como o *PJM electricity market* e o *NYMEX* (Estados Unidos), o *NordPool* (países nórdicos) e o *EEX* (Alemanha), inclusive com negociação de contratos futuros, a termo e opções, no Brasil todos os contratos negociados, inclusive os provenientes de leilões, são assinados bilateralmente pelas partes. Essa característica implica na não transparência dos preços praticados pelo mercado, à exceção daqueles firmados em leilões abertos.

Ademais, a inexistência de contratos padronizados de energia é outro fator de limitação aos estudos, à medida que, mesmo tendo-se acesso aos preços, estes nem sempre são comparáveis. Com efeito, os contratos de energia podem incorporar inúmeras particularidades além da quantidade contratada, período de entrega, submercado e tipo de energia (convencional ou incentivada), sendo as mais comuns: sazonalização, modulação, flexibilidade da quantidade contratada e cláusulas de *take-or-pay*. Essas flexibilidades podem ainda estar ou não devidamente precificadas.

Feitas essas considerações e, tomando-se por base a formação de valor de contratos a termo, conforme apresentado na seção 2.2.1, 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. Defini-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 eq.(7):

$$f_i = 1/(1 + t_i)^i. \quad (7)$$

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

$$VP_C = \sum_{i=n}^N f_i \times P_{iC}, \text{ onde} \quad (8)$$

$VP_C$  = valor presente do contrato  $C$ ;

$n$  = primeiro mês de entrega na amostra;

$N$  = último mês de entrega na amostra;

$P_{iC}$  = preço no mês  $i$  dado pelo contrato  $C$ .

Para construir a curva a termo, supõe-se que no mercado não há 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:

$$VP_H = VP_C = \sum_{i=n_C}^{N_C} f_i \times P_i, \text{ onde:} \quad (9)$$

$VP_C$  = valor presente do contrato  $C$ ;

$VP_H$  = valor presente do contrato hipotético  $H$ ;

$n_C = n_H$  = primeiro mês de entrega do contrato  $C$ ;

$N_C = N_H$  = último mês de entrega do contrato  $C$ ;

$P_i$  = preço a termo  $i$  meses à frente.

Reescrevendo o sistema formado pelas eq.(7) e eq.(9) sob forma matricial, têm-se:

$$F_{M \times N} \times P_{N \times 1} = VP_{M \times 1}, \text{ onde:} \quad (10)$$

$F_{M \times N}$  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 ( $VP(C;1) = VP_C$ ).

É fácil perceber que, por este modelo, poderão ser obtidos, no máximo,  $M$  valores diferentes para os  $P_i$ 's. Deve-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. A fim de ajustar a dimensão da matriz de taxas de desconto, somam-se os fatores  $f_i$  para os quais  $P_i$ 's assumem o mesmo valor, tornando-se essa soma o novo valor de desconto para  $P_i$ .

Em teoria, os  $P_i$ 's poderiam ser determinados pela resolução do sistema, contudo, pelas amostras testadas, 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 no setor elétrico brasileiro.

Como é comum haver algum tipo de imperfeição nos mercados, seria mais correto somar um vetor de erros à eq. (10) e, assim, os  $P_i$ 's poderiam ser estimados como parâmetros de uma regressão linear. Idéia 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: no caso deles, estimaram-se os fatores de desconto, sendo os cupons (comparáveis, neste trabalho, aos preços dos contratos) conhecidos. Apesar disso, esse método só seria aplicável caso houvesse um grande volume de contratos na amostra e fosse assumida a igualdade entre diversos dos  $P_i$ 's, pois a estimação de parâmetros por regressão linear deve buscar ter o maior número de graus de liberdade que permite o ajuste da amostra à reta de regressão. Grau de liberdade é o tamanho efetivo da amostra, isto é, o tamanho da amostra menos o número de parâmetros a serem estimados pela regressão mais um.

Dada a limitação e imperfeições das amostras obtidas para o estudo, fez-se necessária a adoção de outra abordagem, 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 e, conseqüentemente, tenham preços mais estáveis em relação às expectativas do mercado. Eventualmente, pode ser necessário desconsiderar contratos que pareçam demasiadamente descolados dos demais, estimando-se os preços a termo com base na alocação ordenada dos contratos restantes.

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. Os  $P_i$ 's são considerados iguais para cada bloco de meses em que haja diferente coincidência de contratados. 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.

Antes de ser iniciada a alocação, alguns testes básicos podem ser feitos, com a finalidade de serem descartados contratos que pareçam demasiadamente descolados dos demais. Nessas análises, é dada maior credibilidade aos contratos menores e com início de entrega mais próximo. Os contratos são alocados por seu bloco de meses mais afastado do presente, com auxílio da função “atingir meta” do *Microsoft®Excel*, definido-se as variáveis do seguinte modo:

- célula a definir = valor presente da curva a termo após a alocação do contrato;
- valor definido para célula = valor presente do contrato a ser alocado acrescido do valor presente da curva a termo para o período que precede o início do contrato a ser alocado;
- célula a ser alternada = preço a termo ( $P_i$ ) que deve ser definido com a alocação do contrato em questão.

Quando da existência de diferentes contratos com o mesmo período de vigência, se for conhecido o volume de energia comercializado em cada um e todos forem considerados representativos da realidade, deve-se usar para construção da curva um contrato equivalente, cujo preço seja a média ponderada pela energia contratada (em MWmed) dos demais. Isso ocorre, por exemplo, no caso de contratos fechados em leilões. A Tabela 5 apresenta os resultados de preços e volumes do 10º Leilão de Ajuste (2011) para suprimento de março a dezembro de 2011 no C.G. do submercado SE/CO, bem como o preço médio ponderado do contrato equivalente.

| Volume (Mwmed)                                                                                         | Preço (R\$/MWh) | VolumexPreço  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------------|
| 80                                                                                                     | 108,38          | 8670,40       |
| 4                                                                                                      | 111,18          | 444,72        |
| 89                                                                                                     | 113,00          | 10057,00      |
| 4                                                                                                      | 114,99          | 459,96        |
| Total                                                                                                  | 177             | 19632,08      |
| Preço médio em R\$/MWh (média aritmética)                                                              | 111,89          |               |
| <b>Preço médio ponderado em R\$/MWh (<math>\Sigma(\text{VolumexPreço})/\text{Volume Total}</math>)</b> |                 | <b>110,92</b> |

Fonte: Elaborado a partir dos resultados do 10º Leilão de Ajuste realizado pela CCEE.

**Tabela 5 – Resultados do 10º Leilão de Ajuste (2011)**

Mesmo que não seja conhecido o volume comercializado, caso nenhum dos contratos seja rejeitado, deve-se fazer a alocação pela média de seus valores presentes, a fim de que a curva possa ajustar-se parcial e igualmente a eles.

Tendo por base o apresentado na seção 2.2.1.1, a expectativa para 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. Para cada curva construída, utilizou-se a média aritmética das taxas prospectadas durante o período de coleta de dados (cotações). Para os meses à frente em que não houve projeções de taxas, foi considerada a taxa projetada para o ano em base mensal.

## 4.2.

### Preço à vista atual e esperado para o futuro da energia elétrica

Apesar do PLD médio do mês ser o preço à vista para liquidação das exposições dos agentes a cada mês no âmbito da CCEE, no mercado bilateral, é diferente. Neste, o real preço à vista da energia elétrica é o PLD médio do mês ajustado por um ágio ou deságio, sendo este raro de ocorrer. A referência mensal e, não, semanal, como é a do PLD, deve-se a dois fatores principais:

- de modo geral, os menores contratos de eletricidade são firmados para o período de entrega de um mês;
- as contabilizações e liquidações na CCEE ocorrem mensalmente.

Conceitualmente, o preço à vista de um bem, seja uma *commodity*, uma ação ou mesmo um derivativo, é conhecido quando do fechamento de negociações à vista. O mesmo, porém, não é sempre verdadeiro no mercado brasileiro de energia elétrica, uma vez 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. As negociações podem, ainda, estenderem-se ao longo de todo o mês, em função do prazo para registro dos contratos bilaterais no âmbito da CCEE ser o nono dia útil do mês seguinte.

Há de se notar, porém, a existência de variação das percepções do mercado quanto ao PLD médio do mês ao longo de seu curso, bem como das expectativas sobre os futuros PLDs mensais. No final de cada mês, o ONS divulga o

Planejamento Mensal da Operação (PMO) para o mês seguinte, sendo esse momento conhecido como Revisão 0. O PMO é a base para a organização dos dados de entrada do programa *Newave*, conhecidos como *deck Newave*, do mês entrante. Com base no *deck Newave* preparado na Revisão 0, são obtidos os arquivos de saída do *Newave* a serem utilizados durante todo o mês entrante para cálculo do PLD semanal pelo programa *Decomp*, bem como a simulação de 2.000 séries de custo marginal da operação (CMO). Acredita-se que, no momento da Revisão 0, todas as informações relevantes para o despacho hidrotérmico do SIN estejam incorporadas no *deck Newave*. Deve-se crer que, naquele momento, a média das 2.000 séries de CMO, limitadas pelos PLD máximo e mínimo vigentes, seja a melhor estimativa para o PLD médio dos próximos meses, inclusive do mês entrante.

Com o passar do mês, contudo, passa a se ter uma idéia mais clara sobre quais previsões estão ou não sendo verificadas em relação ao despacho hidrotérmico do sistema (energias naturais afluentes, carga do sistema, limites de intercâmbio...). Ocorrem, portanto, as revisões semanais do PMO, que servem de base para preparação dos *decks* (dados de entrada) semanais do *Decomp*, determinando as variações do PLD ao longo do mês. Assim, quando da Revisão 2 do PMO (por volta do meio do mês), já se tem previsões mais exatas para as variáveis do despacho hidrotérmico do mês. Em tese, essas novas informações devem, então, estar incorporadas ao PLD semanal resultante dessa revisão. Como não se tem a elaboração de um novo *deck Newave* ao longo do mês, mas há mudança quanto ao nível de incertezas do mês corrente, é plausível crer que, tendo se passado meio mês, a média das 2.000 séries de CMO já não seja o melhor estimador para o PLD dos próximos meses. Outro fator que corrobora com essa idéia é o fato dos *decks Newave* serem enviesados em função do mês que acaba de passar, isto é, se no mês que se encerra o PLD está alto e não choveu muito nas bacias, a maioria das séries de CMO para o mês entrante apresentará preços elevados, mesmo que as previsões sejam de chuvas abundantes para este mês. O mesmo verifica-se em sentido contrário. Como exemplo, pode-se tomar os *decks* de janeiro e fevereiro de 2010, nos quais 100% das séries de CMO previam o preço no piso para cada um dos respectivos meses. De fato, naquele ano as chuvas foram abundantes em ambos os meses, contudo, no *deck Newave* de fevereiro de 2011, 48,10% das séries previam o preço no piso e a média das séries

era de R\$ 24,81/MWh. Realmente, houve abundância de chuvas em janeiro de 2011, porém, o mesmo não se verificou em fevereiro/2011 e, na terceira semana operativa do mês, o PLD já estava na faixa de R\$50,00/MWh, fechando o PLDmédio do mês entorno desse valor, o que era previsto por apenas cerca de 10% dos cenários do *Newave*.

Propôs-se, então, aplicar um filtro às séries de CMO, já limitadas pelos PLD máximo e mínimo, de modo a obter um estimador mais eficiente para o PLDmédio do mês, a partir da Revisão 2 do ONS. A descrição da proposta segue na próxima seção.

#### **4.2.1. Filtro de PLD**

Uma vez obtido o PLD a partir da Revisão 2 do ONS (PLDmédio da 3ª semana operativa do mês), aplica-se um filtro às 2.000 séries de PLD entorno desse valor. Tendo em vista as interligações do sistema elétrico brasileiro e o fato do submercado Sudeste/Centro-Oeste ser aquele com maior carga e comercialização de energia, o filtro é realizado a partir das séries de PLDmédio (ponderado por patamar de carga) para este submercado, filtrando-se as séries correspondentes dos demais.

Para determinar o intervalo do filtro das séries, tomou-se o histórico de PLDs semanais de janeiro de 2002 até o ano anterior ao da aplicação do filtro (2006, 2007, 2008, 2009 ou 2010) e, para cada mês, observou-se as variações dos PLDs semanais em relação ao PLDmédio da 3ª semana operativa (PLD semana X – PLD semana 3). Tomou-se, então, o intervalo de confiança exato de 90% dessas variações para cada mês a partir dos percentis 5% e 95% de suas distribuições. Assim, o intervalo usado para o filtro das séries a cada mês é:  $\text{PLDmédio Revisão2} + \text{PercentilDesvios5\%}$  a  $\text{PLDmédio Revisão2} + \text{PercentilDesvios95\%}$ . Deve-se esclarecer que não foi utilizado o intervalo de confiança habitual de 90%, estabelecido a partir do pressuposto de normalidade da distribuição, em função, justamente, da não-normalidade tanto da distribuição do PLDintramês (PLDs semanais do mês) quanto dos desvio em relação ao PLDmédio da 3ª semana operativa (PLDmédio Revisão2), bem como do tamanho reduzido da amostra.



Antes da plena utilização do filtro neste estudo, testou-se sua eficiência para estimação do PLD médio do mês corrente e dos três meses à frente, aplicando-o ao período de março a dezembro de 2010 e comparando-se a média das séries filtradas com a das 2.000 séries, como estimadores para os PLDs médios mensais. Os meses de janeiro e fevereiro de 2010 não foram incluídos no teste em função da não aplicabilidade do filtro a eles, dado que o CMO ponderado por patamar para o Sudeste/Centro-Oeste de todas as 2.000 séries de cada um desses meses foi inferior ao PLD mínimo, sendo, então, o PLD correspondente de cada série igual ao piso. Observou-se ganho de eficiência da ordem de 70% para o mês corrente, declinando para 20% para três meses à frente. O resultado completo do teste será apresentado na seção 5.1.

Diante do exposto e do entendimento de que o preço à vista, no caso do setor elétrico brasileiro é o preço para entrega de energia no mês corrente, este estudo usou 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, obtidas delimitando-se o CMO, de cada série gerada pelo programa *Newave*, pelos PLDs máximo e mínimo;
- 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 o mesmo raciocínio do preço à vista, isto é, tomou-se a média para cada mês à frente das séries de PLD utilizadas para definição do preço à vista. Contudo, ao invés 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 & Geman (2006). Assim, por exemplo, se na 1ª semana de janeiro de 2011, a curva a termo tinha o mesmo preço definido para todo o segundo semestre de 2011, ao invés de se olhar o para a média de PLD das séries para cada mês, olha-se para a média do período como um todo (PLD médio do segundo semestre).

### 4.3.

#### Coleta de dados

Conforme explicitado na seção 1.2, considerou-se neste estudo apenas contratos de energia convencional para entrega no submercado SE/CO, sem quaisquer flexibilidades e com preço fixo. Os dados considerados foram obtidos de duas formas. Primeiro, junto a agentes do setor, coletou-se uma amostra de preços e, quando possível, dos respectivos volumes negociados em contratos a termo de compra e venda de energia elétrica entre dezembro de 2007 e abril de 2011. Segundo, tomaram-se os resultados dos preços e volumes fechados, para entrega no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, nos leilões de ajuste que ocorreram nesse período (7º, 8º, 9º e 10º Leilão de Ajuste). Esses resultados estão disponíveis na área Leilões do site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ([www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)).

Para análise dos dados, fez-se necessária, também, a obtenção das 2.000 séries de custo marginal da operação geradas pelo programa *Newave* para os meses que representaram meses bases de cotações obtidas. Essas séries foram obtidas a partir da execução do programa com os dados de entrada (*deck Newave*) disponibilizados para cada um dos meses bases. Os *decks* utilizados são disponibilizados pela CCEE no endereço: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=9283a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>, tendo o acesso ocorrido em: 12/02/2011 (*decks* de dezembro de 2007 a fevereiro de 2011), 01/03/2011 (*deck* de março de 2011) e 04/04/2011 (*deck* de abril de 2011).

### 4.4.

#### Análise dos dados

A análise dos dados iniciou-se pela validação da eficiência do filtro de PLD, através do teste descrito na seção 4.2.1, cujo resultado será apresentado e discutido na seção 5.1. As métricas utilizadas para comprovação dessa eficiência foram: erro quadrático médio, erro médio absoluto e correlação. As métricas foram calculadas, em relação aos PLDs médios mensais realizados, para cada um dos dois estimadores (média das 2.000 séries e média das séries filtradas). Em

seguida, apurou-se o ganho de precisão (redução do erro) da média das séries filtradas em relação à média das 2.000 séries.

Uma vez validada a eficiência do filtro, passou-se à análise das curvas a termo obtidas. As curvas foram construídas agrupando-se os dados coletados semanalmente ou no decorrer de duas semanas, a partir da data base das cotações, sendo as semanas sempre vistas como uma semana operativa, ou seja, iniciando-se no sábado e findando na sexta-feira seguinte. Devido à limitação da amostra de curvas obtidas e do caráter exploratório deste estudo, não se aplicaram testes estatísticos robustos na análise. Fez-se, porém, dois tipos de análises simplificadas:

- 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 *et al.* (2007) e Ulrich (2007)) em função do tempo até a maturidade.

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. De fato, a dificuldade de armazenamento da eletricidade a um baixo custo favorece a existência de grande divergência entre preços à vista e a termo (EPRI, 1999). Alguns comportamentos pontuais, também, destacaram-se ao longo da construção e análise das curvas, e serão comentados na seção 5.2.

Por fim, procurou-se relacionar as evidências observadas no mercado a termo de energia elétrica brasileiro com os estudos apresentados na seção 2.4.1.

Deve-se lembrar que, apesar do teste do filtro de PLD ser apresentado para todos os submercados, como as curvas a termo foram construídas a partir de contratos para entrega no Sudeste/Centro-Oeste, foram utilizadas apenas suas séries de PLD para análise do comportamento do mercado a termo de energia elétrica.