

Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro

André Luís da Silva Leite
Professor da Universidade do Sul de Santa Catarina - UNISUL
Email: andre.leite@unisul.br

Nivalde José de Castro
Professor do Instituto de Economia da UFRJ
Email: nivalde@yahoo.com

Raul Ramos Timponi
Mestrando em Economia – IE/UFRJ
Email: raulrtim@gmail.com

1. Introdução

As reformas em direção a maior grau de liberalização tiveram impactos importantes sobre a indústria de eletricidade. Dentre estes, destacam-se: os impactos sobre a forma de organização da indústria, os impactos sobre as novas formas de investimento na indústria e os impactos sobre as transações na indústria. Isto porque as novas formas de comercialização permitem uma elevação da flexibilidade da indústria. Dentre essas formas de comercialização aponta-se para o desenvolvimento de um mercado *spot* de energia elétrica. Um mercado *spot* cumpre algumas funções importantes numa indústria desregulamentada: aumenta a flexibilidade das transações; permite ajustes entre a energia contratada e a energia gerada e referência para contratos de longo prazo. Ou seja, um mercado *spot* é um importante mecanismo de ajuste entre demanda e oferta (NEWBERY, 1998).

No que diz respeito ao setor elétrico brasileiro, destaca-se que, ao contrário do que ocorre em outros países, não há ainda um mercado *spot*, de fato, que cumpra as funções mencionadas anteriormente com eficiência. No Brasil, tem-se observado um aumento significativo do número de consumidores livres¹, parcialmente estimulado pelo preço de curto prazo, que até 2005 estava em patamares relativamente baixos. Porém, a partir de 2005, devido ao maior crescimento da economia e ao conseqüente estreitamento da relação entre demanda e oferta, o preço de liquidação das diferenças (PLD) tem sofrido significativa volatilidade e imprevisibilidade,

¹ São consumidores livres aquelas unidades com carga igual ou maior que 3.000 Kw.

tornando o mercado de curto prazo de eletricidade um ambiente caracterizado por elevado grau de incerteza.

Neste sentido, uma das maiores preocupações dos agentes do setor elétrico brasileiro, em especial daqueles que operam no Ambiente de Contratação Livre (ACL), refere-se à volatilidade e imprevisibilidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), a *proxy* brasileira do preço *spot*. Estas características representam um risco tarifário e financeiro expressivo para os agentes do setor, tendo efeito em diversos setores da economia brasileira.

Posto isto, este artigo tem como objetivo estudar a dinâmica do preço de liquidação das diferenças (PLD), que é o preço de curto prazo no Brasil, pelo qual são liquidadas as diferenças entre energia contratada e gerada. Neste artigo, dar-se-á ênfase às causas e efeitos da volatilidade do PLD.

2. Aspectos teóricos da formação de preços em mercados de energia elétrica

Basicamente há dois tipos de estruturas de mercados de eletricidade. Os mercados de contratos bilaterais e os mercados do tipo *Pool*. No primeiro caso, os agentes podem transacionar livremente. De modo que, vendedores e compradores estabelecem contratos de compra e venda. A idéia básica é estabelecer um mercado livre de energia. Neste caso, a falta de um operador do sistema pode levar a sérios desequilíbrios, por isso tal mercado não foi colocado em prática.

O modelo *pool*, por sua vez, tem como principal objetivo minimizar o custo de operação do sistema, daí a necessidade de centralizar as operações do sistema. Neste modelo, os geradores e vendedores, de acordo com suas estratégias individuais, fazem suas ofertas e lances. E o operador do sistema estabelece o preço de mercado. Dadas as características físicas do setor, as operações coordenadas por um operador central – denominado na literatura de operador do sistema - garantem a confiabilidade do sistema.

Em mercados do tipo *pool* há dois tipos de processos de formação de preços (SILVA, 2001). O Preço Marginal do Sistema (PMS) que é formado pela interação das ofertas de todos os geradores disponíveis, por ordem crescente de custos. Para tanto, as restrições de transmissão são desconsideradas. Assim, todos os geradores são remunerados ao preço marginal do gerador mais caro, tal qual num leilão não-discriminatório. Este elemento cria incentivos para que os geradores ofertem preços próximos aos seus custos marginais. Este modelo de formação de preços – muito

utilizado em diversos países – é explicitado na figura 1. Nesta figura, cada trecho horizontal da curva de custo marginal (CMg) representa uma dada tecnologia para a produção de eletricidade. O somatório dos custos marginais das diferentes usinas geradoras é a própria curva de oferta, que ao interagir com a demanda (D1 e D2) forma o preço de mercado.

Outro tipo de preço *pool* é o Preço Nodal (PN), que reflete as diferenças de preço entre os nós², refletindo corretamente as restrições de transmissão. Neste caso, os geradores são remunerados de acordo com sua localização no sistema, de modo que em momentos onde há congestionamento das linhas de transmissão, pode haver significativo aumento de preço em determinados pontos ou nós do sistema.

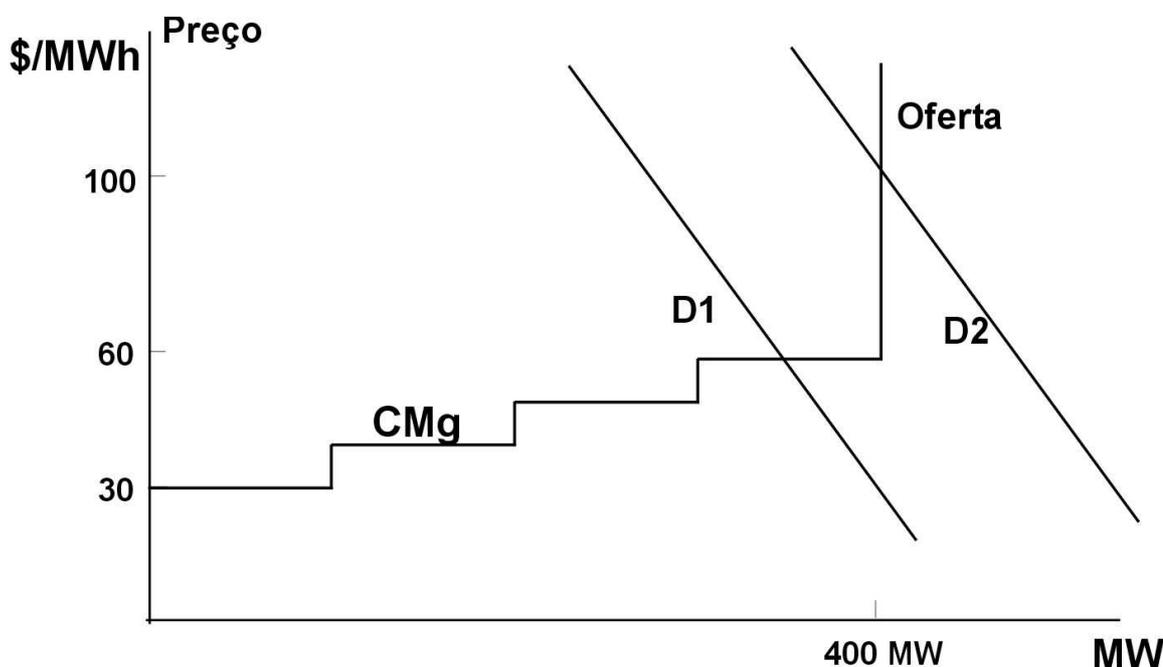


Figura 1 – Curvas de demanda e oferta no setor elétrico

Fonte: Stoft (2002)

A indústria de energia elétrica possui, então, quatro arranjos básicos possíveis, conforme delineados em Hunt e Shuttleworth (1996) e sintetizados no quadro 1. O modelo 1 diz respeito ao

² Um nó pode ser qualquer lugar onde há uma interseção de linhas de transmissão ou onde um gerador, grande consumidor ou distribuidor está conectado.

modelo de monopólio tradicional, caracterizado por empresas verticalmente integradas. O modelo 2 caracteriza-se pelo fato de haver concorrência no segmento de geração. Entretanto, as vendas das geradoras se dão apenas para uma agência compradora (*purchasing agency*). A competição na geração se deve a três fatores básicos: a) livre acesso de todos os geradores às linhas de transmissão; b) estabelecimento de um preço-teto (*price cap*) para a compra de energia; e c) existência de uma única possibilidade de venda de energia. Os co-geradores e os produtores independentes competem para atender a demanda da agência compradora. As empresas distribuidoras, por sua vez, não teriam outra opção de fornecimento de energia, a não ser a agência, o que torna necessária a regulação do preço cobrado por esta última, o mesmo acontecendo com o preço para o consumidor final (HUNT E SHUTTLEWORTH, 1996).

Quadro 1 – Modelos de Competição no setor elétrico

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

Fonte: Hunt e Shuttleworth (1996, p.22)

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

O modelo 3 apresenta competição tanto no segmento de geração quanto no de distribuição. Sua principal característica reside na criação de um mercado atacadista de energia

(mercado *spot*), que possibilita venda de energia entre geradores e distribuidores. Para que este modelo seja colocado em prática é necessário que as empresas sejam totalmente desverticalizadas e que o acesso ao sistema de transmissão seja livre tanto para as geradoras quanto para as distribuidoras. Assim, se o acesso ao mercado de geração é livre (sem barreiras à entrada, regulatórias ou técnicas), as usinas já existentes competem com novas entrantes, o que tende a reduzir os preços médios da energia gerada.

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

Segundo Santana e Oliveira (1998), até 1996, o modelo praticado no Brasil era semelhante ao Modelo 1, onde não havia competição em quaisquer dos segmentos da cadeia de produção. A principal diferença diz respeito ao fato de que no Brasil cada empresa tinha o monopólio local (monopólios locais estatais). O modelo que foi implantado no Brasil na década de 1990 é uma variação dos modelos 3 e 4, dado que incorpora aspectos importantes destes modelos, como competição na geração e livre escolha dos varejistas. Já o modelo em vigor a partir de 2004, onde a presença do Estado é mais significativa, pode ser considerado uma variante do modelo 2, como se verá na próxima seção.

3. O setor elétrico brasileiro

Seguindo uma tendência verificada em inúmeros países, a reforma do setor elétrico brasileiro, iniciada nos anos 90, teve como objetivo central introduzir um ambiente de competição e aumentar a participação privada nos investimentos do setor, na medida em constatava-se o fim do modelo de financiamento público. O propósito inicial era criar um sistema

no qual a competição e os preços definidos no mercado *spot* estimulassem novos investimentos - da geração à distribuição.

Uma característica importante da reforma da indústria de eletricidade e modo geral foi a desverticalização das empresas, ou seja, a separação dos três segmentos que compõem a cadeia de produção: geração, transmissão e distribuição. A desverticalização tinha como objetivo prevenir o comportamento predatório e, dado o livre acesso à rede, aumentar o número de competidores no segmento de geração. A proposta de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil na década de 1990 foi semelhante à inglesa, principalmente no que diz respeito aos mecanismos de incentivo à competição e à eficiência produtiva (LEITE E SANTANA, 2006).

A reforma proposta e executada apresentou falhas significativas, tanto de planejamento como de execução. O cronograma das reformas e do processo de privatização sofreu atrasos. No que tange às privatizações, elas não foram alvo de consenso da sociedade, e também político, sobre sua real necessidade, como coloca Peci (2007). As privatizações foram acompanhadas de inconsistências significativas nas novas regras contratuais. Aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessões e aos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras encerravam potenciais fontes de conflitos de interesses entre os agentes (CORREA ET AL., 2006).

Importa notar que no período pós-acionamento, as empresas concessionárias passaram a enfrentar séria crise de liquidez e prejuízos operacionais (Pires et al., 2002). Isso se ao excesso de capacidade no período. Assim, a partir de 2003, iniciou-se no Brasil, um processo de ajuste e reestruturação do setor elétrico, determinado por uma nova estrutura de poder resultante do processo eleitoral. Assim, iniciou-se, no âmbito do Ministério das Minas e Energia (MME), uma série de estudos para formular e implementar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, cujas bases institucionais e legais foram aprovadas pelo Congresso Nacional por meio das Leis 10.847 e 10.848 de 2004. São dois os objetivos do novo modelo: a garantia de suprimento de eletricidade com modicidade tarifária.

Com relação à segurança do suprimento, o novo e atual modelo brasileiro incorporou:

- a) A inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar um mercado de contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreements* – PPAs) que possa ser utilizado como garantia firme para os financiamentos;

- b) A obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e consumidores livres, de 100% de seu consumo de energia elétrica;
- c) Criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE) com a função de acompanhar para os horizontes temporais de curto, médio e longo prazo o equilíbrio entre oferta e demanda;
- d) A exigência prévia de licenças ambientais para se permitir a participação de um novo empreendimento no processo de licitação;
- e) A retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada pelo novo decreto.

O modelo dividiu o mercado brasileiro de energia elétrica em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas nitidamente distintas. O primeiro, que visa atender a demandas dos consumidores cativos, onde prevalecem os consumidores residenciais, de serviço e indústria com níveis de consumo menores, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O segundo é voltado exclusivamente para empresas com maior volume de consumo e necessidades estratégicas de maior volume de energia em curto prazo, chamados de consumidores livres. Este mercado denominado por Ambiente de Contratação Livre (ACL), busca assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos seus participantes. No ACL, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, volumes, prazos e cláusulas de *hedge* com um mínimo de intervenção do governo.

Uma importante característica do modelo é que a integração vertical das empresas de distribuição não é permitida. As distribuidoras não podem ser proprietárias de ativos de geração, nem comercializar diretamente com consumidores livres. Isto é, elas podem atuar apenas no ACR, comprando por meio de leilões e vendendo para consumidores cativos. Essa é uma vantagem do modelo, porque reduz os prováveis e indesejáveis subsídios cruzados, em que as tarifas dos consumidores cativos poderiam subsidiar menores preços para os consumidores livres.

Por fim, o quadro 2 apresenta as principais características do modelo brasileiro.

Quadro 2 - Características do modelo do setor elétrico brasileiro

--

Características mais importantes	Competição mais relevante pelo mercado
Competição na geração	Em termos, sem oferta de preço
Escolha dos distribuidores	Sim; por meio de leilões
Escolha dos consumidores	Pouco significativa
Economia de coordenação	Importante

Fonte: Elaboração própria.

4. Mercado de *spot* brasileiro

As características mais importantes do mercado *spot* brasileiro são: existência de um operador único do mercado (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) que centraliza as transações de compra e venda de energia; custos (e preços) associados diretamente ao despacho econômico; o modelo de preço é o preço marginal do sistema (PMS), calculado de forma *ex-ante* com bases semanais; demanda passiva no mercado atacadista; e não há existência de pagamentos por capacidade.

O sistema considerado pelo operador do mercado é constituído de cerca de 70 reservatórios. Para reduzir a sobrecarga computacional e para representar sua interdependência hidrológica, eles são agregados em reservatórios equivalentes. Quatro subsistemas são então representados pelos seus correspondentes reservatórios equivalentes, nos quais as principais características são a capacidade de geração e o fluxo de energia. Esses quatro subsistemas são denominados de sub-mercados (Sudeste/Centro-Oeste; Sul; Nordeste e Norte), e são caracterizados, principalmente, pelas restrições de transmissão entre eles.

O operador do sistema elétrico nacional (ONS) utiliza uma cadeia de modelos de otimização (os principais são Newave e Decomp) para determinar o despacho de mínimo custo de operação (RODRIGUES ET AL, 2001). Os modelos usam programação dinâmica dual estocástica para definir o perfil das unidades de geração, para cada horizonte de planejamento, visando a calcular o custo marginal de operação no curto prazo (CMO) para os quatro sub-mercados. As informações essenciais para uma operação otimizada são a previsão de vazões, o perfil da carga, a configuração da rede, a disponibilidade dos recursos de geração e o planejamento de geração e transmissão (MACEIRA ET AL., 2001). Conforme Rodrigues (2007), O programa Newave calcula a função de custo futuro (FCF), e com a FCF e dados sobre carga,

vazão, disponibilidade e limites de transmissão entre submercados, o modelo Decomp, por meio de programação dinâmica estocástica dual, calcula o resultado otimizado para o planejamento do sistema em bases semanais. As vazões previstas e a aleatoriedade das vazões do restante do período são obtidas por meio de um conjunto de possibilidades de possibilidades e de um parque gerador individualizado (ao contrário do formato agregado utilizado no NEWAVE).

O operador do mercado utiliza os mesmos modelos de otimização do ONS para determinar o preço de liquidação de diferenças (PLD) em base semanal, para três patamares de carga (carga pesada, média e leve) e para cada sub-mercado. Esses preços são limitados por um preço mínimo e um preço máximo, na seguinte faixa: $R\$ 17,47/MWh \geq PLD \leq R\$ 569,59/MWh$. Dado o fato de ter limites máximos e mínimos, o PLD pode diferir do CMO.

Ressalta-se, por fim desta seção, que há um CMO de curto prazo, conjuntural, que é base para o PLD, inclusive, e que determina o despacho térmico por ordem de mérito e há um CMO de longo prazo que sinaliza a expansão do sistema. Quando o CMO de curto prazo for maior ou igual ao CMO de longo prazo, há uma sinalização de expansão, por ser esta de menor custo. Este critério é preferencial para determinar a expansão da oferta. O cálculo do CMO de curto prazo utiliza a função de custo futuro calculada pelo NEWAVE. O CMO conjuntural deve captar a tendência da evolução dos armazenamentos e é, então, função das vazões e do nível de armazenamento atual.

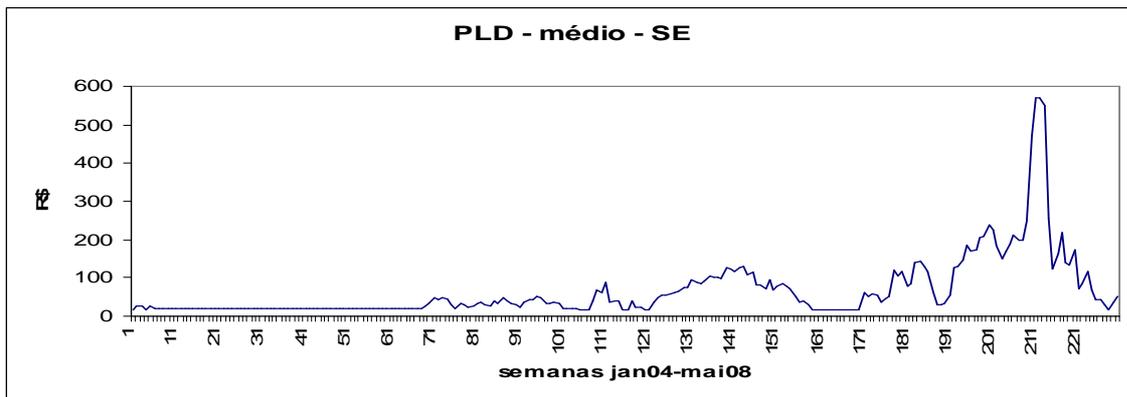
4.1 Dinâmica do PLD: volatilidade, suas causas e efeitos

No caso do setor elétrico brasileiro, o preço da energia é função da natureza da indústria de eletricidade, i.e., da disponibilidade de água nos reservatórios e do nível de precipitação pluviométrico. Em sistemas majoritariamente hidráulicos, o preço da energia tende a ser pouco volátil no curto prazo e mais volátil no médio prazo. Isto porque, no curto prazo, os reservatórios transferem energia das horas de carga baixa para as de ponta, modulando a oferta e reduzindo a volatilidade dos preços. Enquanto que, no médio prazo, o preço da energia é mais volátil porque os sistemas hidráulicos são desenhados visando garantir a oferta de carga em condições hidrológicas adversas.

Portanto, é natural que o preço *spot* de eletricidade seja um ativo volátil, porém, no caso brasileiro a volatilidade é significativamente elevada, o que implica um ambiente de expressivas

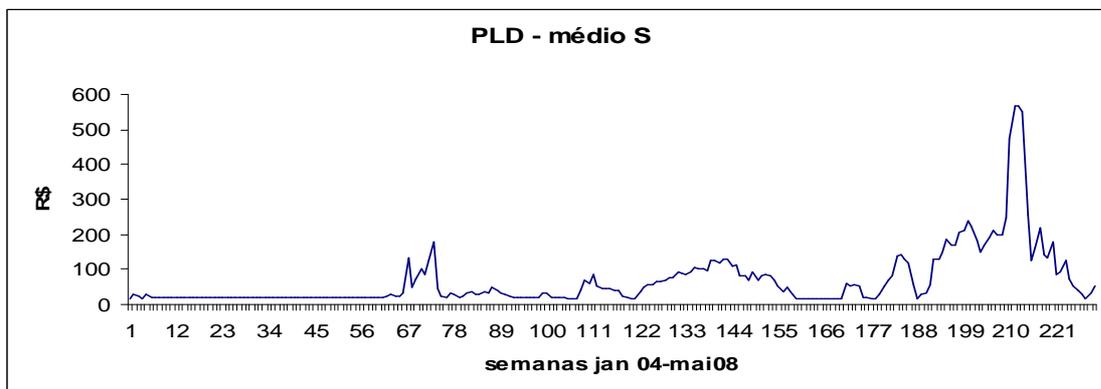
incertezas para os agentes (LEITE E SANTANA, 2006). No caso do Brasil, a volatilidade está relacionada, como se verá adiante, à dinâmica das afluências. Outro problema do PLD é o fato de que não leva em conta a reação da demanda, sendo a apenas a hidrologia - presente e a previsão futura – a formadora do preço. Em suma, é consenso entre os diversos agentes do setor que há expressiva volatilidade do PLD (Rodrigues, 2007; Leite, 2003).

Figura 1: Preço de liquidação das diferenças – Sub-mercado Sudeste/Centro-Oeste



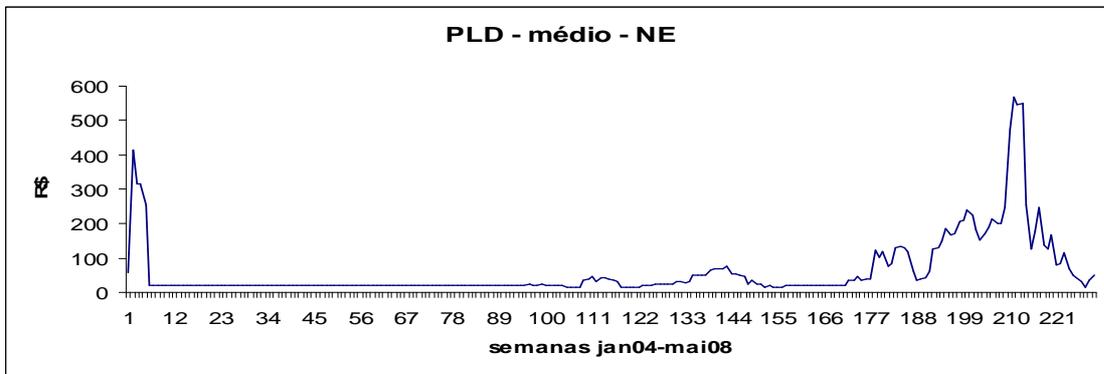
Fonte: <http://www.ccee.org.br>

Figura 2: Preço de liquidação das diferenças – Sub-mercado Sul



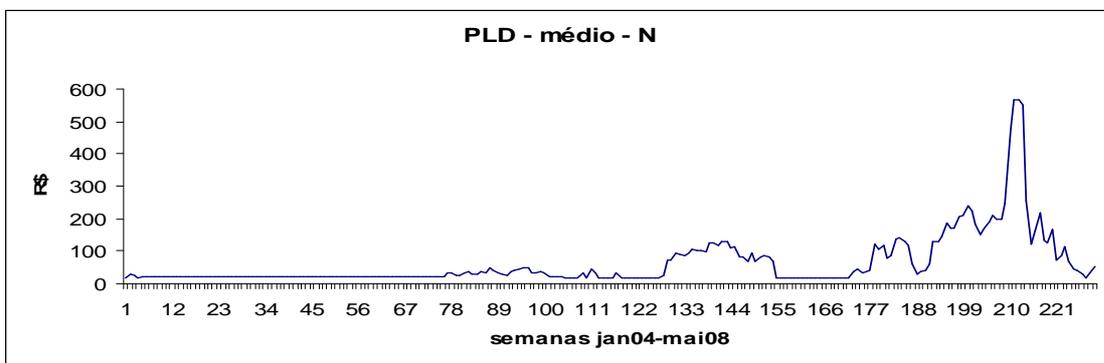
Fonte: <http://www.ccee.org.br>

Figura 3: Preço de liquidação das diferenças – Sub-mercado Nordeste



Fonte: <http://www.ccee.org.br>

Figura 4: Preço de liquidação das diferenças – Sub-mercado Norte



Fonte: <http://www.ccee.org.br>

As figuras 1, 2, 3 e 4 apresentam, respectivamente, série histórica do PLD de janeiro de 2004 a maio de 2008 para os sub-mercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

Em todos os sub-mercados pode-se notar um comportamento semelhante. Entre a 1ª e a 78ª semana, o preço é relativamente estável. Isto reflete a situação após o período de racionamento de energia (junho 2001 a fevereiro de 2002), no qual os consumidores, ao reduzirem sua demanda, aumentaram o descolamento entre demanda e oferta, permitindo um excesso de energia. A partir de abril de 2005, como não houve novos investimentos em capacidade, a demanda e oferta se aproximaram contribuindo para o início de um período de volatilidade cada vez maior.

A partir daquele momento, vários eventos distintos contribuíram para aumentar o PLD e sua volatilidade como é possível observar nas figuras 1, 2, 3 e 4. Primeiramente, em maio de 2007, algumas usinas térmicas foram retiradas da conta de oferta de eletricidade, por conta da não disponibilidade de gás, reduzindo a segurança do sistema.

Em setembro de 2007, a baixa afluência contribuiu para uma elevação expressiva do PLD em todos os sub-mercados. Em dezembro de 2007, a seca na região nordeste aliada à baixa afluência na região sudeste fizeram com que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) autorizasse a utilização de usinas térmicas, com custo marginal expressivamente maior.

Destaca-se, dentre os eventos, o deslocamento do início da época úmida, que normalmente ocorre em meados de dezembro para a segunda quinzena de janeiro de 2008. Isto levou a uma queda no volume dos reservatórios, de sorte que todas as usinas térmicas foram acionadas, levando o PLD ao teto de R\$569,59/MWh, o que implica que o Custo Marginal de Operação (CMO) chegou a patamares superiores. O fato de o PLD ter atingido o preço teto levou a sérios problemas de inadimplência na CCEE no início de 2008.

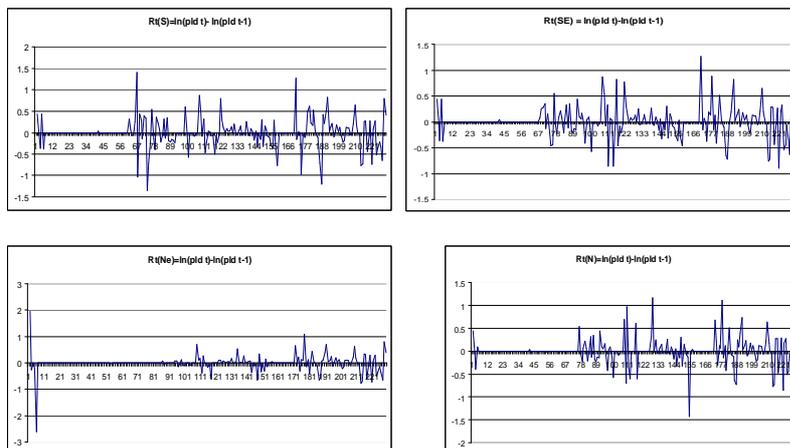
Além da elevada volatilidade, é possível também afirmar que o PLD é uma variável de difícil previsibilidade, como mostra a figura 5. A figura 5 apresenta os retornos das séries

históricas do PLD. Estes retornos foram calculados com base na formulação de Enders (1995). Dada pela fórmula:

$$R_t = \ln\left(\frac{Pld_t}{Pld_{t-1}}\right)$$

O Retorno (R_t) preserva as características básicas da série original. A análise dos quatro gráficos contidos na figura 5 permite concluir que as séries não apresentam características de estabilidade na média. É possível notar que em nenhum dos quatro sub-mercados a série apresenta estabilidade na média. Tampouco apresenta uma característica típica de ativos financeiros que é o *clustering* da volatilidade. O que implica concluir que há significativa dificuldade em prever o comportamento, incluindo a sazonalidade, do PLD, o que expõe os agentes do setor (principalmente geradores, distribuidores e consumidores livres) a elevados riscos de mercado.

Figura 5: Retornos do PLD nos sub-mercados do setor elétrico brasileiro



Fonte: Elaboração própria com dados do CCEE (<http://www.cce.org.br>)

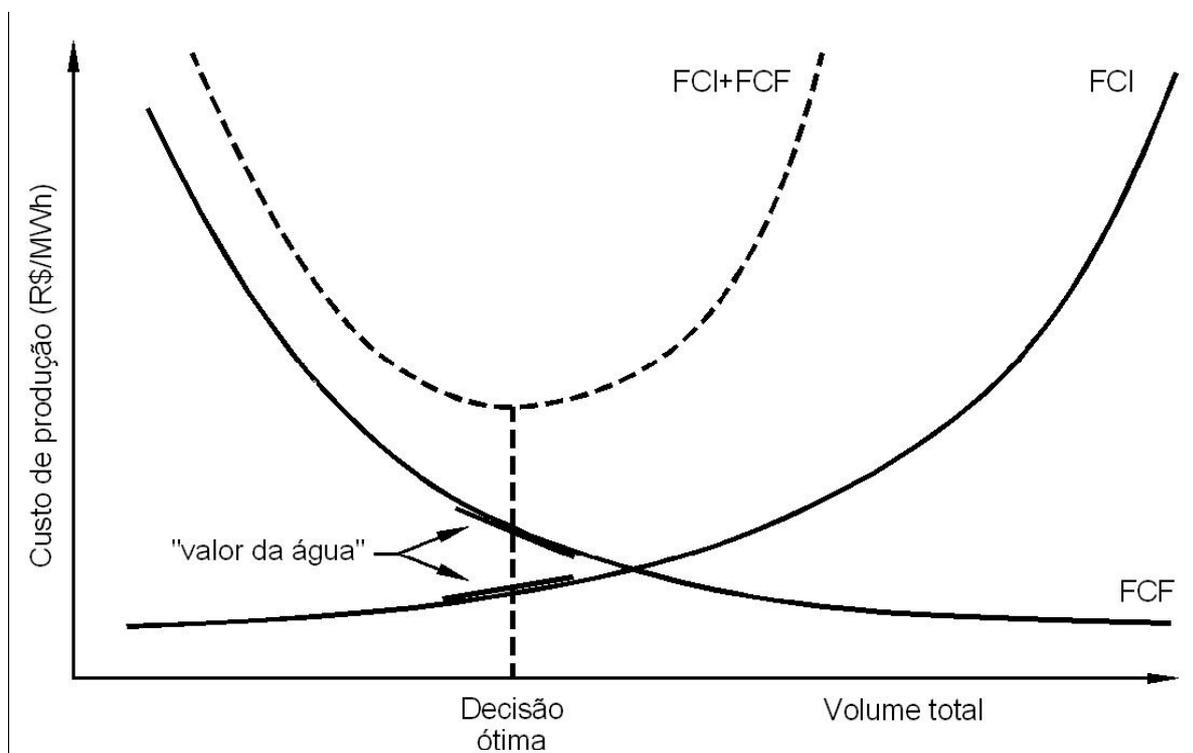
Neste ponto, cabe explicar os elementos que levam o PLD a ser uma variável extremamente volátil. Essencialmente, são três as causas de tal volatilidade. Primeiramente, houve, no período imediatamente após o fim do racionamento, uma expressiva redução dos investimentos em capacidade instalada após 2001.

A promulgação da Constituição Federal de 1988 trouxe-se à tona uma maior preocupação com questões ambientais. Estas questões lidam, essencialmente, com as conseqüências dos alagamentos. Com isso, reduziu-se o escopo para a criação dos grandes reservatórios das hidrelétricas. De fato, as usinas hidrelétricas construídas nas últimas duas décadas são a fio d'água³. Os grandes reservatórios eram utilizados principalmente visando a manutenção da segurança do sistema, e propiciavam melhor controle da produção de eletricidade em períodos secos. Com a redução do volume de água armazenada em relação à demanda, o volume de energia elétrica gerada a partir de fonte hidráulicas se tornou mais volátil, já que depende da mais pluviosidade. E, isso fez com que o critério de despacho de eletricidade passasse a incorporar maior número de empresas de base termelétrica. Ou seja, o PLD depende da natureza da indústria.

Por fim, cabe enfatizar o próprio critério de despacho, já mencionado na seção 2. O despacho é centralizado pelo ONS, com base em custos estimados. Tais custos são: i) o custo do déficit da água; ii) o custo variável das unidades térmicas utilizadas. Primeiramente, cabe esclarecer que a estratégia do ONS é a garantia do suprimento de eletricidade e que em sistemas hidrotérmicos a decisão tomada em um dado período de tempo tem relação direta com sua conseqüência futura. Ou seja, compara-se o benefício do uso imediato da água pela Função de Custo Imediato (FCI) e o benefício do armazená-la hoje para consumi-la no futuro, Função de Custo Futuro (FCF). Obter a FCF é difícil pois está associada ao valor que se espera gastar com geração térmica no futuro, para o atendimento da demanda. A função de custo futuro permite comparar o custo de utilizar os reservatórios na etapa t , através da energia turbinada, ou “guardar” a água para a utilização futura. Portanto, conclui-se que o uso ótimo da água é aquele que minimiza a soma do custo de geração térmica no presente e o valor esperado do custo de geração (FCI + FCF) até o fim do período de estudo, conforme figura 6.

³ Usinas a fio d'água são aquelas que têm pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento de água, só utilizando a água que de fato chega até ela (Silva, 2001).

Figura 6 – Critério de despacho em sistemas hidrotérmicos



Fonte: Silva (2001)

Ou seja, pode-se depreender que as causas da volatilidade do PLD são interdependentes. Em suma, a conjunção dos elementos citados anteriormente leva a uma imprevisibilidade em relação à quantidade de água necessária à geração de eletricidade. O que leva o operador, dados seus objetivos, a despachar um volume maior de energia térmica. Logo, há necessidade de despacho térmico por longos períodos de tempo para recuperação de água para armazenamento de água nos reservatórios.

Assim, enumeram-se diversas limitações do PLD como sinalizador real de preço de mercado:

- Como ferramenta de precificação da energia elétrica das exposições - positivas e/ou negativas - ao mercado de curto prazo (diferenças), para fins de liquidação.

Os atuais valores limites do PLD (máximo e mínimo) e a frequência de suas variações, além de causar débitos exorbitantes, geram concomitantemente créditos desproporcionais aos valores de energia envolvidos e induzem a procedimentos prejudiciais à economia brasileira (desligamento de indústrias;

- Como parâmetro para a comercialização de energia elétrica: como não reflete as leis de mercado, a imprevisibilidade e grande volatilidade do PLD tornam o modelo inadequado para esse uso;
- Como sinalizador da necessidade de expansão da oferta de energia elétrica, o PLD não é adequado para sinalizar a necessidade de expansão da oferta;
- Como subsídio na decisão de despachar termelétricas contratadas ou promover a sua substituição por energia hidrelétrica secundária. Ao se optar por substituir uma geração térmica contratada por energia hidrelétrica secundária (quando o PLD está baixo), não se leva em conta o custo da recuperação do reservatório, anteriormente executada, muitas vezes custeada pelos agentes e consumidores.
- Como subsídio na decisão de despachar termelétricas descontratadas, visando à recuperação dos níveis dos reservatórios. Esse processo se dá, sempre com PLD elevado, através da redução de geração hidrelétrica, promovendo uma exposição negativa compulsória aos geradores na CCEE, obrigando-os a custear as térmicas descontratadas despachadas, buscando uma recuperação dos níveis de armazenamento e a concomitante queda do PLD, reiniciando um novo ciclo;

Considerações finais

Este artigo visou analisar a dinâmica do preço de liquidação das diferenças (PLD) entre janeiro de 2004 e maio de 2008. O PLD, correspondente ao preço *spot*, tem se mostrado muito volátil e permeado por extrema imprevisibilidade. Tais características reduzem o grau de certeza dos agentes econômicos do setor elétrico e aumentam consideravelmente os riscos econômicos e financeiros.

Neste sentido, o artigo fez uma revisão teórica sobre a formação do preço *spot* de eletricidade. Mostraram-se também as principais características do modelo do setor elétrico

brasileiro. A partir daí, analisou-se a dinâmica do PLD. Constatou-se que o PLD é uma variável muito volátil, e de difícil previsão. A volatilidade deriva da natureza da indústria, especificamente do fato de que, aproximadamente, 90% da energia gerada no Brasil é de fonte hidráulica. O PLD é calculado *ex-ante* com base semanal por meio de modelos de programação dinâmica estocástica dual que analisam a vazão atual e as previsões de vazões nos curto, médio e longo prazos. Assim, o PLD fica muito às previsões dos modelos computacionais, e ao não levar em conta a reação da demanda, o PLD se mostra um sinal inadequado e inconsistente para sinalizar investimentos futuros e balizar os contratos de longo prazo.

Em relação à volatilidade do PLD, examinaram-se essencialmente três fatores: a escassez de investimento no período pós-acionamento, o fim da construção de novos reservatórios e o critério de despacho do operador do sistema. Constatou-se que estes elementos são interdependentes, o que implica que há uma tendência, cada vez mais explícita, a que o PLD se torne uma variável mais volátil ainda, contribuindo para instabilidades no ACL.

A experiência internacional tem mostrado que um mercado *spot* eficiente é condição importante para o desenvolvimento da indústria de eletricidade. É com base em um mercado *spot* eficiente que é possível introduzir outros mecanismos de mercado nesta indústria, tais como mercados futuros, de opções, dentre outros. Por fim, é de suma importância a reavaliação do processo de formação de preços de eletricidade de curto prazo no Brasil, dada a importância do setor elétrico para a economia, e principalmente, sendo um setor capital intensivo e cujos investimentos requerem longo prazo de maturação.

Porém, deixa-se claro que não se crê que um mercado *spot* seja uma panacéia para solucionar todos os problemas do setor elétrico, principalmente em um momento no qual se repensa, de uma forma mais ampla, a reforma no setor elétrico (Joskow, 2006; Chong, 2006).

Referências

CHONG, X.Y. The myth of the single solution: electricity reforms and the World Bank. **Energy**. V. 31, May-June 2006.

CORREIA, T.; MELO, E.; COSTA, A.; SILVA, A. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. **Revista de Economia**. V.7, n.3, set/dez, 2006.

ENDERS, W. **Applied economic time series**. New York, John Willey & Sons, 1995.

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

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

MACEIRA, M. E. P. et al. Hourly generation dispatch with detailed representation of hydraulic constraints. In: **Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE**, Campinas, Brazil, October 2001.

JOSKOW, P.L. Markets for Power: an interim assessment. **Energy Journal**. V 27(1), 2006, p. 1-36.

LEITE, A.L.S. & SANTANA, E.A. Mercado de capacidade: uma alternativa para o setor elétrico brasileiro. **Revista de Desenvolvimento Econômico RDE**, Ano VIII, n. 14, 2006, p.23-33.

MACEIRA, M. E. P. et al.. Hourly generation dispatch with detailed representation of hydraulic constraints. In: **Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE**, Campinas, Brazil, October 2001.

NEWBERY, D. Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market. **Rand Journal of Economics**, vol. 29(4), 1998, pp. 726-749.

NEWBERY, D. **Privatization, restructuring and regulation of network utilities**. Cambridge, MA, MIT Press, 1999.

PECI, A. Reforma regulatória brasileira dos anos 90 à luz do modelo de Kleber Nascimento. **Revista de Administração Contemporânea**. V. 11, n.1, jan/mar 2007, p. 11-30.

RODRIGUES, M. A. M. et al. Chained system of energetic models. In: **Proceedings of the XVI National Seminar of Electric Energy Production and Transmission - SNPTEE**, Campinas, Brazil, October 2001.

RODRIGUES, R.D.B. **Gerenciamento de riscos no setor elétrico brasileiro através do uso de derivativos**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ (Mestrado em Economia), 2007.

SANTANA, E. & OLIVEIRA, C. A. **A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil**. Florianópolis: UFSC/Depto. de Ciências Econômicas (Texto para discussão nº 14/98), 1998.

SILVA, E.L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

STOFT, S. **Power System Economics: Designing markets for electricity**. IEEE/ Wiley Inter-Science: Piscataway, 2002a.