

# ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO, DIREITO DE PROPRIEDADE E A CONDUTA DAS EMPRESAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Edvaldo Alves de Santana\*

**Resumo:** O artigo tem como principal objetivo mostrar de que maneira a evolução do ambiente institucional da indústria de energia elétrica tem afetado a estratégia das firmas. O tema é abordado a partir de dois referenciais teóricos, a economia dos custos de transação e a teoria do direito de propriedade, cujas origens estão associadas à teoria desenvolvida por Coase (1937). A conclusão é que a natureza da indústria, a evolução de sua estrutura de governança e a transição entre modelos institucionais (ou mudanças nas regras do jogo) implicam elevado potencial para barganha *ex-post*, com mais vantagens para quem tem o *controle real* e não o *controle formal*, o que incentiva as empresas a adotarem como conduta a compra verticalizada ou a celebração de contratos de compra de energia envolvendo empresas do mesmo grupo econômico.

**Abstract:** The paper discusses how the evolution of the institutional environment of the Brazilian power industry has affected firms' strategies. The analysis is derived from two theoretical frameworks, the transaction costs theory and the property right theory, whose origins date back to the works of Coase (1937). The conclusion is that the nature of the industry, the evolution of its governance structure and the transition between institutional models (or changes in the rules of the game) imply high potential for ex-post bargain, with more advantages for those who have the **real control** instead of **formal control** about the contract. We show that this characteristic incentive the companies to bundle their operations through power purchase agreements with affiliated companies.

Palavras chaves: Energia elétrica; economia dos custos de transação; teoria do direito de propriedade.

Keywords: Power sector; transaction-costs economics; property right theory.

JEL: D82, L51, L94

## Área 8 – Economia Industrial

### 1. Considerações iniciais

A discussão entre a coordenação via mercado ou hierarquia vem sendo objeto de importantes trabalhos nos últimos 15 anos, sobretudo após a desregulamentação de algumas indústrias organizadas sob a forma de rede, como a de energia elétrica e telecomunicações. O estímulo à concorrência, pelo menos no mercado de atacado (na geração), é talvez a principal característica dos modelos que vêm sendo implantados na indústria de energia elétrica<sup>1</sup> em boa parte do mundo. Do mesmo modo, a desverticalização das empresas que atuam em mais de um segmento (geração, transmissão, distribuição e comercialização) é, em princípio, uma condição essencial no *design* dos modelos, como aconteceu na Inglaterra, nos países nórdicos (Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia) e na Argentina, por exemplo. Os segmentos de transmissão e distribuição, por serem considerados como *essential facilities*, são então tratados como monopólios naturais, dado que o livre acesso de geradoras, comercializadoras e consumidores a tais segmentos seria fator de determinante da competição. Além disso, a obrigatoriedade de desverticalização seria um interessante caminho para, no mínimo, atenuar a prática de subsídios cruzados (entre segmentos da cadeia de produção) pela firma incumbente, restringindo, dessa maneira, o repasse de maiores custos para os consumidores cativos (Joskow, 2003a).

Sabe-se, porém, que em pelo menos quatro mercados (Espanha, New York, Texas e no *pool* (PJM) que compreende os estados da Pensilvânia, New Jersey e Maryland, nos USA<sup>2</sup>) o modelo adotado não tornou

---

\* Professor Titular do Departamento de Economia da UFSC. E-mail: edvaldo@aneel.gov.br

<sup>1</sup> Aqui, os termos indústria de energia elétrica e setor elétrico têm o mesmo significado.

<sup>2</sup> A propósito, a Federal Energy Regulatory Commission, órgão máximo da regulação na indústria de energia elétrica nos USA, já admite, em seu *White Paper* (FERC, 2003), que entre as diretrizes para aumentar a competição não estaria necessariamente a desverticalização ou fim do autosuprimento.

necessária a desverticalização (Kühn e Machado, 2003; Hortacsu e Puller, 2003; Mansur, 2003; Saravia, 2003), mas nem por isso os resultados deixaram de ser favoráveis, de maneira especial do ponto de vista do comportamento dos preços no mercado atacadista<sup>3</sup>.

Nos países do exemplo acima, que foram bem sucedidos na implementação da competição, a eficiência micro e macroeconômica esperada não foi alcançada em um mesmo nível. Os efeitos positivos da concorrência foram bem mais acentuados na Inglaterra e nos países nórdicos do que na Argentina (Newbery, 2002; Joskow, 2003c). No Brasil, onde a medida passou a ser obrigatória apenas em 1998, ainda não se tem uma avaliação completa de seus reflexos, mas, a julgar pelos resultados, como os preços dos contratos de compra e venda de energia entre empresas de um mesmo grupo econômico (Losekan, 2003; Von der Fehr e Wollak, 2003), e pelo modelo implementado a partir de 2004, os efeitos positivos, pelo menos para o consumidor, estariam bem longe de serem atingidos (MME, 2003a e 2003b).

Este artigo tem como objetivo central avaliar, considerando-se, indistintamente, a economia dos custos de transação (de Coase, Williamson, Dixit, Joskow e outros) e a teoria do direito de propriedade (de Grossman, Hart, Moore e outros), ambas apresentadas de forma não exaustiva na seção 2, as razões que levaram o setor elétrico brasileiro a uma verticalização por meio de contratos, ou, dito de outra forma, a uma intensificação da compra e venda de energia entre empresas do mesmo grupo. Os objetos da análise estão restritos aos contratos de compra de energia de longo prazo e aos investimentos em expansão do parque gerador, mais o primeiro do que o segundo. Em outras palavras, procura-se mostrar que o risco de oportunismo e a dificuldade de se alocar com uma precisão razoável os direitos residuais estimularam as empresas a adotarem como estratégia a compra verticalizada. A caracterização dessa estratégia será efetuada a partir da discussão de três aspectos: a própria natureza da indústria (seção 3.1), a configuração da estrutura de governança (seção 3.2) e os incentivos utilizados na transição entre estruturas de governança ao longo do tempo (seção 3.3). A conclusão mais importante (seção 4) é que esses três aspectos podem ser utilizados para explicar, a partir dos referenciais teóricos utilizados, porque razão a incompletude dos contratos<sup>4</sup> determina tal estratégia.

## 2. Uma discussão do referencial teórico básico

Em geral, a solução do problema da desverticalização não é trivial (Hart, 1995; Whinston, 2002; Joskow, 2003b). Algumas características da própria indústria tornam tal tarefa ainda mais complexa. Entre tais características destaca-se: a especificidade dos ativos; as causas e os efeitos das externalidades ao longo da cadeia de produção; a complexidade, a frequência e o grau de incerteza das transações; a vulnerabilidade ao problema do *hold-up*; a forma e os custos do acesso a *essential facilities*; e o potencial de ganhos de eficiência que podem ser alcançados por meio da coordenação – via hierarquia ou via mercado<sup>5</sup>.

Como se isso ainda não bastasse, em vários casos a atratividade financeira dos investimentos, em quaisquer dos segmentos da cadeia de produção, pode ser fortemente influenciada por diferentes tipos de risco, em especial o risco regulatório e o de quebra no fornecimento de insumos ou de produtos, situação em que, em geral, as transações comerciais realizadas ficam sujeitas a regras excepcionais, que quase sempre não levam em conta a natureza econômica do problema. Neste caso, fica clara a ambigüidade entre quem tem a autoridade formal (as partes de um contrato) e a autoridade real (o governo ou o regulador), tal como em um problema típico de quem exerce o controle sobre os direitos residuais em uma transação (Aghion e Tirole, 1997; Aghion et. al., 2003). Tem-se, portanto, uma clara situação que pode ser discutida à luz da economia

---

<sup>3</sup> Os modelos adotados nesses países obrigam que as empresas verticalizadas sejam compradoras líquidas no mercado atacadista, tirando-lhes, de certa forma, o incentivo para aumentar o preço em tal mercado.

<sup>4</sup> Aqui, o termo contrato tem um sentido bastante amplo, semelhante àquele utilizado em Sidak e Spulber (1998), e inclui o contrato regulatório e normas associadas, bem como os contratos de compra de energia.

<sup>5</sup> Como detalhado em Williamson (1979; 1996; e 2005) e Joskow (2003b).

dos custos de transação ou de contratos incompletos, de Williamson (1971; 1975; 1985; 1996), ou da teoria direito de propriedade<sup>6</sup>, de Grossman e Hart (1986) e Hart e Moore (1990).

O tema central dos estudos que abordam a desverticalização, quer em termos teóricos ou mesmo do ponto de vista prático, consiste na definição de fatores que são determinantes da coordenação via mercado ou hierarquia (Joskow, 1988 e 1991; Santana e Oliveira, 1998; Whinston, 2002; Losekan, 2003). Neste sentido, os limites da firma também seriam função da estrutura de governança aplicada (Holmström e Roberts, 1998; Williamson, 2002 e 2005), sobretudo quando se considera que tal estrutura de governança é a que melhor asseguraria a adaptabilidade da empresa às mudanças nas condições de oferta e demanda. Um aspecto importante é que, ao contrário dos referenciais teóricos tradicionais associados ao estudo da integração vertical, a economia dos custos de transação, assim como a teoria do direito de propriedade, não focaliza apenas os dois casos extremos de governança<sup>7</sup> (hierarquia e mercado), dando ênfase também às diferentes opções de organização de uma transação, onde se incluem as formas híbridas e os contratos de longo prazo<sup>8</sup>.

A incompletude dos contratos, incluindo os contratos regulatórios<sup>9</sup> (Sidak e Spulber, 1998), o envolvimento de transações que implicam o relacionamento que abrangem ativos específicos (a montante ou a jusante) e os efeitos disso sobre a performance *ex-ante* dos investimentos e *ex-post* das empresas são as variáveis mais relevantes quando um problema está sendo formulado tanto a partir dos conceitos de Williamson quanto de Grossman, Hart e Moore. Na realidade, tal como está muito bem caracterizado em Grossman e Hart (1986), Aghion e Bolton (1992), Maskin e Tirole (1999), Whinston (2001 e 2002), Baker e Hubbard, 2001 e em Joskow (2003b), a teoria do direito de propriedade têm seu foco nos efeitos sobre os investimentos *ex-ante*, haja vista que pressupõe a eficácia da barganha *ex-post*, ou seja, os direitos residuais de propriedade estariam sendo alocados sempre de forma eficiente. Em contrapartida, ainda que a maior ênfase esteja no desempenho *ex-post da* transação bilateral, a economia dos custos de transação não despreza seus efeitos *ex-ante*<sup>10</sup>.

Como os contratos são, por natureza, incompletos, quando a relação bilateral envolve investimentos específicos, o maior ou o menor poder de barganha das partes (motivadas pela assimetria de informações, seleção adversa (Laffont e Tirole, 1998; Stadler e Castrillo, 1997) ou, de forma geral, pelo oportunismo (Grossman e Hart, 1986; Hart, 1995; Joskow, 1991 e 2003b)) é uma relevante fonte de ineficiência *ex-ante* e *ex-post*, reduzindo o nível de investimento no primeiro caso e aumentando os custos totais da transação no segundo. Em muitos casos, uma entidade, o governo, pode ter mais de um papel em uma dada governança econômica (e.g.: acionista controlador de empresas e formulador do *design* do modelo institucional), o que pode lhe garantir um poder não desprezível na negociação *ex-post* de direitos residuais. A propósito, como diz Hart (2002), o governo não precisa ser o proprietário para criar instrumentos que influencie no desempenho ou conduta de uma empresa. Em um ambiente de contratos incompletos basta que o governo possua poder (autoridade) para realocar os direitos residuais. Isso é típico de setores que atuam sob a égide de um contrato regulatório.

---

<sup>6</sup> Para alguns autores, North (1991), McAfee e Schwartz (1994) e Holmström e Roberts (1998), por exemplo, a abordagem do direito de propriedade é um dos ramos da economia dos custos de transação, ainda que isso não seja um consenso (Hart, 1995; Whinston, 2001 e 2002; Gibbons, 2004).

<sup>7</sup> O conceito de governança aqui utilizado é aquele consolidado em Williamson (1979 e 2005), que abrange as instituições e as organizações que sustentam as transações, incentivam o cumprimento de contratos, protegem o direito de propriedade e viabilizam a interação de diversos agentes para o provimento de infra-estrutura de regras, regulações e informações.

<sup>8</sup> Discussão atualizada de governança econômica é encontrada em Dixit (2004 e 2006) e nos clássicos Williamson (1979 e 1996).

<sup>9</sup> Aqui, entende-se como contratos regulatórios aqueles firmados com o regulador ou com o poder concedente, onde se enquadram os contratos de concessão, as permissões, as autorizações e as regras ou procedimentos do mercado. Tais contratos, segundo Sidak e Spulber (1998), atribuem às empresas uma série de obrigações e direitos, mas servem também para protegê-la quando de situações de *hold-up* relativamente ao poder concedente. Vale observar que para Williamson (1975) a regulação de uma concessão (*utility*) pode ser considerada como uma forma altamente incompleta de contratos de longo prazo, tendo em vista que seus termos (do contrato) são adaptados a mudanças circunstanciais.

<sup>10</sup> A ênfase no desempenho *ex-post* de uma transação é ainda maior nos trabalhos de Williamson, mas muitos de seus seguidores, como Joskow (1988) e Holmström e Roberts (1998), abordam tantos os aspectos *ex-ante* como os *ex-post* de uma relação bilateral.

Em uma indústria que está sendo reestruturada (transição) ou que passou recentemente por um processo de desregulamentação, essa fonte de ineficiência está ainda mais presente. As incertezas decorrentes de possíveis mudanças nas regras do jogo (ambiente institucional), a necessidade de experimentos durante a fase de implantação e o longo prazo exigido para a colocação em prática de um novo *design* (Levy e Spiller, 1994; Delmas e Tokat, 2003) tornam ainda maior a margem de contingências ou incertezas contratuais, criando maiores dificuldades para alocação dos direitos residuais, sobretudo quando há uma dicotomia entre a autoridade formal e a real<sup>11</sup>.

A propósito, Gibbons (2004, p. 11) argumenta que a economia dos custos de transação trata também da adaptação da firma ao ambiente institucional e, nessas circunstâncias, tal teoria discute se a verticalização é ou não a forma que melhor facilita as decisões sequenciais adaptativas, sobretudo em situações em que a incerteza, decorrente de uma transição, por exemplo, é minimizada no transcorrer do tempo. Ganha importância, então, o estudo dos efeitos de duas naturezas de transição: a que está prevista na própria implementação de um novo modelo e a que não estava prevista, que é aquela que resulta em mais incertezas.

A economia dos custos de transação e a teoria do direito de propriedade são importantes ferramentas para abordar esse tipo de problema. Na prática, quando uma indústria que era totalmente regulada está em transição para outro ambiente, a informação adquire papel importante<sup>12</sup>. Sabe-se, porém, que o custo da informação é essencial para se avaliar, ao mesmo tempo, o custo de quantificar as variáveis relevantes de decisão e de criar mecanismos de monitoramento dos contratos. Esses dois componentes de custos constituem o custo de transação (Williamson, 1985; North, 1990).

Em uma transição, quando essas informações ainda não estão “descobertas”, isto é, quando são maiores as incertezas, os custos de transação tendem a ser mais acentuados, uma vez que mais recursos são alocados para identificar variáveis relevantes e especificar os mecanismos de monitoramento (North, 1990; Delmas e Tokat, 2003). Mais: se o modelo concebido (ou modelo institucional) é aquele definido por North (1990) como uma instituição, isto é, contemplando as regras do jogo, o sucesso na implantação do mesmo depende da “motivação dos *players*, da complexidade do ambiente e da habilidade dos *players* para decifrar e se empenharem pelo novo ambiente” (North, 1990, p. 34). A motivação e o empenho dos agentes são determinados pelas suas percepções, que por sua vez dependem de informações.

Na verdade, a configuração formal de uma entidade que determine e faça cumprir as normas, dentro de uma seqüência hierárquica, o que abrange regras do Legislativo, Executivo, Judiciário ou de agências específicas, é uma das dimensões do conceito de instituição (Dixit, 2006, p. 4). Destaque-se, também, que a hierarquia das normas entre si e em relação aos contratos, que varia de um país para outro, pode ser fator determinante do maior ou menor montante de direitos residuais a serem alocados *ex-post* quando de uma transição (North, 1990). Neste sentido, em razão de os contratos serem incompletos, a materialização disso acarreta uma ineficiência alocativa de recursos, tanto *ex-ante*, por meio de menores investimentos, quanto *ex-post*, em razão da queda no desempenho, dado que os investimentos realizados nem sempre são eficientes (Hart e Moore, 1990; Baker e Hubbard, 2001).

### **3. Incompletude dos contratos, custos de transação e direito residual: análise de alguns casos**

#### **3.1. Efeitos da natureza da indústria**

De uma maneira geral, a indústria de energia elétrica pode ser organizada a partir de quatro modelos básicos (Hunt e Shuttleworth, 1996): (i) monopólio, com as empresas em geral sob controle estatal e atuando de forma verticalizada; (ii) comprador único, ou *purchase agency*, em que, sob a forma de monopsonio, uma só

---

<sup>11</sup> Convém ressaltar que, no modelo de Grossman, Hart e Moore, possui a propriedade de um ativo aquele que tem o controle sobre a alocação dos direitos residuais das transações que envolvem tal ativo.

<sup>12</sup> Na realidade, a informação é sempre um fator determinante dos custos de transação e da alocação dos direitos residuais de um contrato. Contudo, no caso de mudanças no ambiente institucional a percepção dos agentes quanto à importância de cada variável pode afetar o próprio destino da mudança, dado que tal percepção (que varia com o volume de informação) influi no desempenho da firma e da indústria como um todo.

empresa compra toda a energia gerada e revende para os varejistas; (iii) competição no atacado, no qual o âmbito da competição encontra-se no segmento de geração; e (iv) competição no varejo, em que a concorrência acontece também no segmento de comercialização para consumidores finais. No caso brasileiro, o modelo escolhido e implementado em 1998 e mantido com as mudanças de 2004 é uma combinação de competição no atacado e no varejo (muito mais aquele do que este), ainda que, neste segundo caso, apenas uma parcela dos consumidores, os livres<sup>13</sup>, esteja incorporada ao ambiente de competição, já que pode escolher livremente seu fornecedor.

Em diversos países, que adotaram um ou outro modelo, o início dos anos 2000 foi marcado por importantes estudos para mudanças de concepção, mesmo nos casos em que a reestruturação ocorrida nos anos 90 tenha sido bem sucedida. Na prática, nos países que optaram pela competição no atacado, o foco dos trabalhos consiste na escolha da modalidade de leilão e na análise do poder de mercado (Fabra et. al., 2002; Borenstein, 2002; Borenstein et. al. 2002; Newbery e McDaniel, 2003; Evans e Green, 2003; Cramton, 2003a; 2003b), como nos casos da Inglaterra e da Califórnia, respectivamente, ou no nível de exigência de contratos bilaterais de longo prazo, o que vem acontecendo também nesses dois mercados.

Essas mudanças, em geral, decorrem de trabalhos de monitoramento do mercado que foram realizados sob coordenação de entidades de governo ou mesmo do regulador, que apontam para a vulnerabilidade dos leilões (Federico e Rahman, 2001; Fabra et. al., 2002; Newbery e McDaniel, 2003, especialmente no primeiro) ou outros problemas mais estruturais, como a importância dos contratos bilaterais de longo prazo (Newbery, 1998; Wilson, 1998; Green, 2001; Wolak, 2003). Nos USA e no Brasil, por exemplo, os trabalhos de monitoramento foram “incentivados” pelas crises de abastecimento de energia elétrica que aconteceram em 2000 e 2001, respectivamente. No Brasil, cuja indústria passou por importantes mudanças a partir de 1998, as discussões sobre um novo modelo ganharam mais ênfase com a mudança de governo<sup>14</sup> em janeiro de 2003, que já implementou um arranjo institucional razoavelmente distinto daquele que estava em vigor desde 1998.

Em casos muito restritos, como no Brasil, o mercado atacadista funciona sem *bid* de preços por parte das empresas de geração, a não ser para usinas termelétricas flexíveis, isto é, cujo despacho acontece por ordem de mérito de seus preços<sup>15</sup>. O argumento para isso é que, por ter predominância de hidrelétricas (cerca de 90% da energia gerada e de 80% da capacidade instalada), o atendimento da demanda ao mínimo custo e de forma confiável só seria preservado com a coordenação da operação via hierarquia ou do despacho centralizado<sup>16</sup> e com os preços endógenos a tal despacho, ou seja, o preço do mercado *spot* seria o próprio custo marginal de curto prazo<sup>17</sup>. A possível desvinculação entre os interesses comerciais e a operação física do sistema elétrico, determinada por um mecanismo inteligente de mitigação dos riscos hidrológicos, foi o caminho encontrado para viabilizar tal arranjo de operação, o que é detalhado adiante.

Um dos grandes desafios do *design* de um modelo consiste em definir incentivos que estimulem os investimentos privados em novas capacidades (geração, transmissão e distribuição). A concepção dos contratos bilaterais de compra e venda de energia é elemento essencial para esse fim. Como a

---

<sup>13</sup> A competição no varejo, no sentido mais restrito, significa a concorrência para venda de energia a consumidores finais, que no Brasil são chamados de consumidores livres, ou seja aqueles com demanda igual ou superior a 3 MW, independentemente do nível de tensão de atendimento, que, em maio de 2006, já representavam cerca de 20% do mercado total brasileiro. Essa competição no varejo, no sentido amplo, abrange a venda de outros serviços, como medição, acompanhamento dos preços no mercado *spot*.

<sup>14</sup> Um pequeno apanhado dessas mudanças está em Moreira et. al. (2003a; 2003b) e, principalmente, em MME (2003b).

<sup>15</sup> Denomina-se de usinas flexíveis às termelétricas cuja participação no despacho ótimo é função de suas ofertas de preços, não incluindo, portanto, as usinas cujos combustíveis são subsidiados pela Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC).

<sup>16</sup> Uma boa discussão conceitual sobre as vantagens e desvantagens do despacho centralizado *versus* despacho descentralizado está detalhada em Wilson (1999 e 2002).

<sup>17</sup> Na realidade, a escolha do despacho ótimo sem *bid* de preços foi resultado de uma disputa, quando da reestruturação do setor elétrico, entre os especialistas em operação do sistema (“os operadores”) e os especialistas em mercado competitivo (“os economistas”). No final, o governo apostou na tese dos “operadores”, segundo a qual em um sistema hidrelétrico há um ganho energético que só pode ser alcançado quando o despacho é centralizado e sem *bid* de preços. Em outras palavras, o *feeling* dos “operadores” foi mais importante do que o *feeling* do mercado.

comercialização da energia é configurada pela entrega física apenas de forma multilateral, os relacionamentos contratuais não requerem a liberação física do produto<sup>18</sup>.

O arranjo regulatório adotado no Brasil possui dois tipos de incentivos: (i) as empresas que atendem a consumidores finais (as distribuidoras e as comercializadoras) são obrigadas a atender, sob a forma de contratos bilaterais de longo prazo (acima de seis meses) 100% do seu mercado, podendo adquirir a diferença entre o contrato e o consumo efetivo no mercado *spot*; e (ii) as empresas geradoras são obrigadas a respaldar 100% da energia que estão vendendo por meio de produção própria ou comprando de terceiros, que também devem comprovar lastro físico para a totalidade de seus contratos. Nos dois casos, há uma severa penalidade para as empresas que não cumprirem tais limites.

Algumas características da própria indústria tornam complexa a formulação de um modelo. No caso brasileiro, a predominância de hidrelétricas (*ativo específico*) e a conseqüente *complexidade e incerteza* no processo de produção e de equilíbrio entre oferta e demanda foram fatores determinantes, por exemplo, de a formação de preço no mercado atacadista não incorporar o *bid* de preços, a não ser para as termelétricas flexíveis, como mencionado antes<sup>19</sup>.

A forma encontrada no modelo concebido em 1998 para tratar com o problema da especificidade dos ativos, complexidade e incerteza, consistiu na aplicação de um instrumento de mitigação dos riscos hidrológicos para as usinas hidrelétricas, protegendo-as de eventuais exposições ao preço *spot*. Este instrumento é chamado de Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e incorpora um conjunto de regras algébricas para a transferência de energia entre as usinas que pertencem ao MRE – ou ao “clube” de hidrelétricas. O preço ( $P_T$ ) para tais transferências corresponde a cerca de 1/3 do preço *spot* mínimo<sup>20</sup> ( $P_S$ ). Uma rápida descrição desse mecanismo é essencial para o entendimento do processo de produção, investimento e de compra e venda de energia no Brasil.

Para participar do MRE as usinas recebem um certificado de energia assegurada<sup>21</sup> ( $E_A$ ), calculado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Assim, a exemplo de outros mercados em que as usinas são despachadas de forma centralizada, a receita de uma usina não está relacionada à sua produção efetiva, mas sim ao volume de seus contratos de longo prazo, que levam em conta o total de seus certificados. Se, para uma determinada semana, a energia alocada ( $E_L$ ) para a usina hidrelétrica “i” é menor do que seu certificado de energia assegurada, tal usina recebe o complemento (C) via MRE, valorado ao preço de transferência ou de otimização, ou seja,  $C_i = [E_L - E_A]P_T$ . Observe-se que a energia assegurada do sistema como um todo é igual ao somatório dos diversos certificados. Ou seja, se uma usina do “clube” está gerando a mais é porque pelo menos uma outra está produzindo a menos, na mesma proporção<sup>22</sup>.

Quando o total da energia produzida pelas hidrelétricas ( $TE_H$ ) é maior do que a energia assegurada total do sistema ( $TE_A$ ), o saldo ( $TE_H - TE_A$ ) é distribuído de acordo com a energia alocada de cada usina, sendo valorado ao preço *spot*<sup>23</sup>. Logo, mesmo gerando exatamente igual ao seu certificado, uma determinada

---

<sup>18</sup> Como os sistemas são interligados e operados de forma centralizada, o despacho é coordenado por uma entidade independente, e não pelos proprietários das usinas, e o fluxo de energia na rede é função da menor impedância, é impossível a relação biunívica entre uma usina e uma unidade consumidora. Além disso, como o despacho segue a premissa do mínimo custo, uma usina, vendedora em um contrato bilateral, pode não ser ordenada para operação durante dias, meses e, às vezes, anos, e nem por isso seu comprador deixa de receber energia, pelo mesmo preço do contrato.

<sup>19</sup> Vale lembrar que a especificidade dos ativos, a complexidade e a incerteza são atributos essenciais para a análise dos custos de transação (Williamson, 1979; 1985)

<sup>20</sup> O preço *spot*, que no Brasil é chamado de  $P_{LD}$ , tem limites mínimos e máximos, os quais eram, em julho de 2006, US\$ 7,50/MWh e US\$ 240,00/MWh, respectivamente.

<sup>21</sup> O conceito de energia assegurada foi criado em 1998 e está associado à energia que pode ser gerada por uma usina hidrelétrica, considerando-se uma dada configuração do sistema, para um dado nível de risco.

<sup>22</sup> Um exemplo numérico detalhado pode ser encontrado em Santana (2004) e aspectos vinculados à otimização e aplicação do mecanismo no mercado são descritos em Pereira e Pinto (1991) e Kelman (1999), respectivamente.

<sup>23</sup> A energia alocada é calculada de forma *ex-post* e leva em conta o produto entre a participação de cada usina no total de certificados e o total da energia que foi gerada.

usina hidrelétrica pode ter um crédito adicional de energia para comercializar. Da mesma forma, outra hidrelétrica, ainda que tivesse produzido menos do que seu certificado, também teria um crédito adicional de energia, dado que a energia que lhe foi alocada pelo MRE pode ser maior do que sua energia assegurada.

Por outro lado, se o mercado total só pode ser atendido com a inclusão de outras fontes de geração, no caso usinas termelétricas, cada usina hidrelétrica pertencente ao MRE pagará para as térmicas o valor correspondente à diferença entre o valor da energia que lhe foi alocada e o de seus respectivos certificados, multiplicada por  $P_S$ . Ademais, como as hidrelétricas não conseguem atender ao total da carga, normalmente  $P_S$  torna-se bastante elevado - dado que as hidrelétricas ou o MRE estão em déficit.

As usinas que não participam do MRE, que são todas as termelétricas, exceto as que já estavam em operação em julho de 1998, não têm o benefício deste mecanismo de alocação de riscos. Como as termelétricas só são despachadas por ordem de mérito de seus respectivos preços, e de forma complementar às hidrelétricas ou por razões elétricas<sup>24</sup>, seus contratos bilaterais são atendidos por meio de compras no mercado *spot* (com  $P_S > P_T$ ), mesmo sendo toda a carga atendida por hidrelétricas, pagando ainda o custo do combustível.

Claramente há um enorme incentivo à geração hidrelétrica. Tais usinas podem trocar energia por meio do MRE, ou seja, com preços bem menores ( $P_T < P_S$ ), tendo seus custos aumentados apenas quando o total dos certificados não é suficiente para atender a todos os seus contratos. Sem contar que o custo marginal de operação (no curto prazo, que é, praticamente, o valor da água) das hidrelétricas é menor do que o das termelétricas - que é, na prática, o custo do combustível. A combinação desses dois fenômenos cria uma razoável barreira à entrada para outras fontes de geração, tendo em vista que as hidrelétricas têm sempre prioridade de despacho. Por outro lado, as termelétricas são necessárias porque o sistema precisa, primeiro, de uma complementação térmica e, segundo, porque a carga já não consegue ser atendida apenas com hidrelétricas. Todavia, por elas serem mais caras, a competição para a venda de energia por contratos de longo prazo torna-se desvantajosa (Von der Fehr e Wollak, 2003).

Na realidade, no Brasil o custo unitário da expansão (investimento, combustível operação e manutenção) de uma termelétrica é maior do que o de uma hidrelétrica. Até recentemente a ANEEL limitava o repasse dos custos de compra de energia, por parte das distribuidoras, utilizando-se de um mecanismo chamado de Valor Normativo (VN), que referenciava tais custos a diferentes tipos de fontes de geração<sup>25</sup>. Além disso, para incentivar a expansão por meio de termelétricas, o governo emitiu um decreto que isentava do limite de *self-dealing* as compras efetuadas dessas usinas, limitadas ao VN. A rigor, como tais usinas são necessárias para atender ao mercado, então o custo marginal de longo prazo já seria o próprio custo dessas usinas, como ficou comprovado nos leilões recentes realizados pela agência reguladora. Em síntese, não era necessária a isenção do limite de *self-dealing*, que acabou significando um incentivo perverso para os consumidores das distribuidoras de grupos verticalizados, o que sugere uma falha de regulação.

Como as distribuidoras podiam escolher livremente de quem comprar energia e o racional seria adquirir, prioritariamente, das fontes de menor custo, isso estimulou as usinas termelétricas a fazerem suas vendas preferencialmente para distribuidoras do mesmo grupo, o que de fato vinha acontecendo<sup>26</sup>. Em outras palavras, a própria natureza da indústria, marcada pela complexidade e incerteza das transações, a forma implícita de alocação dos riscos entre os supridores de energia (as usinas) e até uma falha de regulação induzem à verticalização (Joskow, 1988 e 1991; Newbery, 1998), pelo menos via contratos de longo prazo.

---

<sup>24</sup> O despacho ótimo das usinas, ou despacho de mínimo custo, é realizado de forma *ex-ante*, e pode ser semanal, como no Brasil, ou diário (*day-ahead*), como na Inglaterra, no NordPool e na Califórnia. Entretanto, em tempo real a configuração da rede pode ser modificada em virtude de alguma restrição de transmissão, o que requer, eventualmente, o despacho de usinas térmicas que não faziam parte do despacho ótimo (Borenstein et. al., 2000; Joskow e Tirole, 2000; Harvey e Hogan, 2000). Quando isso ocorre, as termelétricas que são assim despachadas têm suas receitas associadas ao preço que declararam, que é maior do que o custo marginal decorrente do despacho ótimo.

<sup>25</sup> Este assunto (VN) é apresentado com um pouco mais de detalhe na seção 3.3.

<sup>26</sup> Detalhes importantes e formais sobre a competitividade das termelétricas no Brasil podem ser encontrados em Moreira et.al. (2004).

Importante destacar um caso, vinculado à natureza da indústria, em que prevaleceu a autoridade real e não a formal. Quando o sistema precisa de geração termelétrica para atender a carga (e não apenas para aumentar a confiabilidade) é porque a estratégia do coordenador central da operação consiste em acumular água agora, para evitar um racionamento no futuro, ou porque o sistema já está em racionamento, isto é, quando nem com a operação das termelétricas é possível atender toda a carga. Em qualquer dos dois casos, as termelétricas adquiriam poder de monopólio (seriam despachadas de qualquer maneira), podendo declarar um preço bastante elevado, por exemplo, o preço *spot* máximo (dado que os contratos de compra e venda e o contrato regulatório lhes dá *autoridade formal* para isso, conforme explicado na nota de rodapé 24). Sucede que, se isso acontecer, os custos das geradoras hidrelétricas com a compra de energia no mercado *spot* aumentaria muito, podendo levá-las até mesmo à falência. Isso teria acontecido no último racionamento, caso o governo não tivesse incentivado a celebração do Acordo Geral do Setor Elétrico<sup>27</sup>. Ademais, o repasse de tais custos para as tarifas resultaria em uma significativa elevação dos preços para o consumidor final, coisa que o governo poderia ter muito receio<sup>28</sup> - surgindo, então, a *autoridade real*, como previsto em Hart (1995) e, especialmente, em Hart (2002).

Nestas circunstâncias, como os contratos não conseguem antecipar todas essas contingências associadas à natureza da própria indústria, há um bom espaço para barganha *ex-post*, ou seja, após o contrato ter sido assinado (Williamson, 1985; Hart, 1995; Joskow, 2003b). No caso das termelétricas, o poder discricionário do governo afetaria sensivelmente o desempenho da empresa, dado que a regra de mercado que diz que uma termelétrica pode vender energia pelo preço que declara e a cláusula do contrato de compra e venda que trata da exposição das geradoras hidrelétricas ao preço *spot* possuem importantes riscos de não serem cumpridas, como, a propósito, já aconteceu no último racionamento (Von der Fehr e Wollak, 2003; MME, 2002). Logo, neste caso, dada a incompletude contratual (incluindo dos regulamentos), o governo, que, em última instância, é a outra parte no contrato regulatório, acaba exercendo sua *autoridade real* na hierarquia, adotando medidas que interferem na alocação dos direitos residuais, tal como previsto em Levy e Spiller (1994); e Hart (2002), sobretudo neste último.

Assim, duas são as situações enfrentadas pelas termelétricas: (a) seus preços, dado o MRE, são, em geral, maiores; e (b) se tais térmicas optarem por vender apenas no mercado *spot*, ficariam grande parte do tempo sem gerar energia, dado que primeiro são despachadas as hidrelétricas, e, quando chamadas a gerar, que é quando o preço está muito elevado, quem detém a *autoridade real* pode implementar medidas, nas melhores das intenções, que afetam os direitos residuais dos contratos, o que pode resultar-lhes em perdas financeiras. São também duas as conseqüências mais relevantes, não necessariamente excludentes: primeiro as termelétricas quase que são obrigadas a celebrar contratos com distribuidoras do mesmo grupo (verticalização via contratos) – prática adotada pelos grupos ENDESA e Iberdrola, ambos espanhóis, pela norte-americana AES, pela francesa Light e pelo grupo nacional Cataguazes-Leopoldina - e, segundo, se não há com quem contratar, pode haver sub-investimentos em geração térmica, o que prejudicaria a confiabilidade do sistema elétrico, que não teria a complementação térmica adequada<sup>29</sup>.

Verifica-se que, em virtude do MRE, há um enorme incentivo à geração hidrelétrica e uma vantagem de custos destas sobre as termelétricas. No entanto, pelo que se observou, muitas das hidrelétricas também estão celebrando contratos de venda de energia com distribuidoras do mesmo grupo. O que explicaria tal estratégia? O problema é que quando o total dos certificados de energia assegurada das hidrelétricas é menor do que a carga, mesmo com a possibilidade de o ambiente institucional (as regras do jogo) ser alterado por quem possui a autoridade real para isso, as geradoras hidrelétricas continuam tendo o risco de, no decorrer de

---

<sup>27</sup> Esta discussão, muito divulgada na imprensa entre 2001 e 2002, estava envolvida no que se convencionou chamar de Anexo V, que na verdade é uma cláusula de alguns contratos de compra de energia que prevê como tratar a redução de tais contratos na ocorrência de um regime hidrológico desfavorável. Este tema é detalhado na seção 3.3.

<sup>28</sup> Mesmo na Califórnia este problema não foi de fácil solução. Com as restrições de oferta de energia que aconteceu no ano de 2000, o preço *spot* subiu muito (de US\$ 60/MWh para US\$ 700/MWh), mas o governo limitou o repasse para o consumidor final em US\$ 120/MWh, o que levou à falência de duas distribuidoras (Joskow e Khan 2002).

<sup>29</sup> Uma análise bem interessante sobre essas compras verticalizadas está detalhada em Von der Fehr e Wollak (2003).

tais situações, ficarem muito tempo expostas ao preço *spot* (que seria o preço declarado da última térmica que foi despachada), com sérios danos para seu desempenho financeiro. Para equacionar tal problema o certo seria incluir no contrato de compra e venda uma cláusula determinando que, na ocorrência de racionamento (ou de regimes hidrológicos desfavoráveis), o contrato seria reduzido na mesma proporção. No entanto, as distribuidoras não aceitam tal cláusula, uma vez que, para elas, isso seria problema do vendedor e, além disso, se o contrato não contempla essa contingência, tal decisão passaria a ser do governo que, como já visto, no histórico do setor elétrico brasileiro (a história conta muito (North, 1990)) resiste o máximo para decretar um racionamento e quando assim o faz o montante de energia a ser racionada pode não ser aquele que interessa ao vendedor ou ao comprador.

Assim, os proprietários das hidrelétricas, em razão do que foi descrito acima, também têm uma certa preferência por vender energia para distribuidoras do próprio grupo (MME, 2002; Von der Fehr e Wollak, 2003). Esta prática vinha sendo adotada, por exemplo, pelas empresas dos grupos nacionais Votorantin e Rede, pela Eletricidade de Portugal (EDP) e por um número muito grande de autoprodutores<sup>30</sup>.

Mais uma vez, a incompletude dos contratos, mesmo no caso das hidrelétricas, em virtude da especificidade dos ativos, complexidade e incerteza das transações (Williamson, 1979, 1985), gera mais custo de transação, posto que amplia as condições para o controle de direitos residuais, cuja apropriação *ex-post* pode afetar negativamente o desempenho de uma das partes. Na realidade, a especificidade dos ativos ao longo da cadeia de produção de energia, a complexidade e a incerteza associada ao processo de produção e ao equilíbrio entre oferta e demanda no decorrer do tempo são determinantes da forma mais adequada para um relacionamento contratual que contemple as transações típicas da indústria de energia elétrica. Em razão das características acima, os contratos não têm como ser escritos de tal forma que, *ex-ante*, protejam as partes contra o uso *ex-post* do oportunismo. Isso resulta em ineficiência microeconômica, tendo em vista que as dificuldades nas negociações dos contratos implicam atrasos de obras e sub-investimentos, como deduzem Grossman e Hart (1986), Hart (1995) e Joskow (1991 e 2003b)

### 3.2. A estrutura de governança

Historicamente a indústria de energia elétrica do Brasil sempre se caracterizou pela predominância da hierarquia como estrutura de governança<sup>31</sup>. Até meados dos anos 90 no topo da hierarquia estava a Eletrobrás, que exercia o controle, por meio da coordenação do planejamento da expansão e da operação, da gestão dos fundos financeiros setoriais e pelo seu papel de *holding* de um conjunto de empresas que representavam quase 90% do total da oferta no segmento de geração. Essa forma de governança surgiu a partir dos anos 50, quando a indústria iniciou seu processo de estatização, e ganhou ênfase a partir dos anos 70, quando os ganhos econômicos da interligação dos sistemas e o crescimento da economia resultaram em um ciclo virtuoso, em que os custos marginais de expansão e operação eram decrescentes e o consumo de energia era uma decorrência do aumento da oferta. Era um sinal importante dos efeitos da coordenação central da expansão e da operação dos sistemas elétricos (Santana e Oliveira, 1998; 1999)

No *design* de mercado adotado no Brasil a partir da segunda metade dos anos 90, o papel de regulador é exercido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A criação de tal agência não foi precedida da definição de um marco institucional mais amplo, que só aconteceu dois anos mais tarde, e isso até hoje vem resultando em conflitos regulatórios, sobretudo quanto ao papel de poder concedente (outorgas de concessões, permissões e autorizações), que recentemente passou para o Ministério de Minas e Energia (MME).

---

<sup>30</sup> Nos três leilões de novas usinas realizados pela ANEEL antes de 2004, cerca de 60% das usinas tiveram participação de autoprodutores - consumidores que geram energia para consumo próprio e para venda do excedente, conforme pode ser visto em ([www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo\\_Geraçao\\_3.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gera%C3%A7%C3%A3o_3.pdf)).

<sup>31</sup> A noção de governança aqui adotada é a mesma, como já dito antes, de Williamson (1979 e 2005), e a estrutura de governança, nesse caso, é o ambiente no qual as transações são negociadas e executadas, variando com a natureza da transação. Logo, em muitos casos a estrutura de governança é semelhante ao que North (1990 e 1991) chama de ambiente institucional.

Toda a energia elétrica produzida é atualmente comercializada em um ambiente de negócios chamado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ou mercado *spot*. No entanto, apenas a energia não objeto de contratos bilaterais de longo prazo (regulados ou não) é liquidada ao preço *spot*<sup>32</sup>. Dessa forma, a empresa distribuidora subcontratada está exposta ao preço *spot*, ao mesmo tempo em que os excedentes de contratos ou de geração são vendidos com valoração a tal preço. A CCEE possui cinco conselheiros, sendo dois indicados pelos agentes de produção (geradores e importadores), dois pelos agentes de consumo (distribuidoras, comercializadoras e exportadoras) e um pelo MME, que também exerce a presidência.

As companhias de geração vendem energia principalmente para empresas distribuidoras, a partir de março de 2004 apenas no ambiente de contratação regulada, mas concorrem com estas e com as comercializadoras nas vendas para consumidores livres, isto é, para os consumidores que atuam no mercado de livre contratação.

A operação do sistema é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que é uma instituição privada, de propriedade das empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e é administrado por uma diretoria. Dos seus cinco diretores, três, inclusive seu Diretor Geral, são indicados pelo MME.

Neste contexto, a governança vigente entre 1998 e março de 2004 caracterizava-se como híbrida (Santana e Oliveira, 1998 e 1999; Losekan, 2003), parte hierarquia (coordenação central da operação) e parte mercado<sup>33</sup>, com foco nos contratos de longo prazo, mas era confuso ou muito pouco transparente o papel do MME. Também eram bastante difusos os papéis da ANEEL e do antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), hoje CCEE, no que diz respeito à gestão dos contratos de compra de energia (registros de quantitativos, monitoramento e aplicação de penalidades), ainda que fosse clara a atribuição da Agência na homologação de tais contratos, quando envolvessem distribuidoras, e na regulação e fiscalização do setor como um todo, o que inclui a fiscalização do ONS, mas não a do antigo MAE, que foi criado, por lei, como uma instituição privada auto-regulada. A estrutura de decisão dessas duas últimas instituições, especialmente do antigo MAE, era marcada por enormes conflitos de interesses (entre estatais e grupos privados; entre geradoras e distribuidoras), conforme pode ser verificado em GCE (2001), o que prejudicou sensivelmente o funcionamento do mercado.

Como não era claro o papel institucional do governo (MME), mas era conhecida sua posição de controlador de um grande número de empresas e de ser uma entidade com autoridade formal para alterar o modelo concebido, não resta dúvida que para as empresas, sobretudo as controladas por capitais privados, não era nem um pouco desprezível a possibilidade de um maior poder de barganha do governo em uma negociação *ex-post*.

Na estrutura de governança em vigor a partir de abril de 2004, o MME tem três atribuições relevantes: (a) exerce o papel de poder concedente, executando ou delegando à ANEEL as ações e decisões que dizem respeito às outorgas de novas concessões, permissões e autorizações; (b) coordena, por meio da Empresa de Planejamento Energético (EPE), o planejamento da expansão dos sistemas elétricos; coordena o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que define as medidas necessárias para que não aconteçam desequilíbrios estruturais entre a oferta e a demanda de energia; e coordena o Conselho Nacional de Política Energética, que é uma entidade de assessoramento do Presidente da República no que diz respeito às macropolíticas energéticas.

Portanto, o modelo atual tem o mérito de tornar mais transparente o papel do MME. Além disso, como o ambiente de contratação passa a ser (a maior) parte regulado e (a menor) parte livre, como ainda prevalece a coordenação central da operação e o ambiente de livre contratação permanece sem *bid* de preços,

---

<sup>32</sup> No Brasil, como já dito antes, há uma norma que obriga às distribuidoras contratarem, por meio de contratos com prazos superiores a seis meses, 100% do total de seus respectivos mercados, adquirindo as diferenças contratuais em um mercado de curto prazo. Sendo assim, o mercado *spot* poderia ser também chamado de mercado de diferença.

<sup>33</sup> Uma discussão mais detalhada para a indústria de energia elétrica pode ser encontrada em Joskow e Schmalensee (1983); Santana e Oliveira (1998 e 1999), Joskow e Tirole (2000), Joskow (2003b) e Losekan (2003).

então a governança passa a ser muito mais a hierarquia do que o mercado e, em razão das funções estratégicas que desempenha, pode-se deduzir que a coordenação dessa hierarquia é exercida pelo MME.

As mudanças recentes (março de 2004) no ambiente institucional podem ilustrar a perspectiva de aumento dos custos de transação, dependendo da percepção dos agentes. Em linhas gerais tais mudanças indicam que o planejamento da expansão é centralizado, que a redução da abrangência da livre contratação cria um potencial para conflitos entre os interesses institucionais (poder concedente) e empresariais (controle societário de empresas estatais) e geram uma maior concentração de decisões nas mãos do governo, o que abre espaços para pressões que afetariam a alocação de direitos residuais dos contratos. Isso já seria motivo suficiente para sugerir que, pelo menos, existem fortes indícios para aquilo que Williamson (1979) e Grossman e Hart (1986) chamam de relacionamentos contratuais (incluindo o contrato regulatório) marcados pela conduta e resultados ineficientes, uma vez que seriam significativos os direitos residuais a serem alocados *ex-post*. Obviamente, isso reflete de forma relevante nos custos de transação, mas, como visto acima, de maneira mais transparente do que no modelo anterior.

Tirando as atividades de regulação, fiscalização e mediação, as entidades que decidem sobre as ações estratégicas da indústria (outorga, planejamento da expansão, contratação, operação e ajustes estruturais entre oferta e demanda) estão agora sob o controle direto do MME, que é também o controlador de grande parte da oferta de energia elétrica. Paradoxalmente esta situação, do ponto de vista da quantificação e alocação dos riscos, é mais transparente do que no modelo anterior, o que permite às empresas quantificarem melhor o custo de um dado projeto. De acordo com a teoria de Grossman, Hart e Moore, é como se ficasse mais claro que quase todo o direito residual (ou o que não é específico) no contrato pode ser realocado por quem exerce a coordenação ou quem possui a *autoridade real* na hierarquia.

Mesmo que o governo não queira exercer essa autoridade, apenas a possibilidade de que tais direitos residuais possam ser, via barganha *ex-post*, alocados a uma das partes, já é motivo suficiente para afetar o desempenho *ex-ante* dos investimentos e *ex-post* das empresas, o que aumenta os custos de transação<sup>34</sup>. O comportamento das entidades coordenadas pelo governo durante essa nova transição é quem vai ditar o ritmo de evolução dos custos de transação, que, no início, dada a amplitude dos direitos residuais a serem alocados *ex-post*, tende a ser elevado.

Em uma governança econômica assim configurada, a estratégia para minimizar os efeitos dessa barganha *ex-post* é fazer transações verticalizadas, como está previsto em Williamson (1979, 1985 e 2000) e Joskow (1988 e 2003b), o que minimizaria o poder de barganha *ex-post* a ser exercido por quem tem a autoridade real.

### 3.3. A transição entre a hierarquia e o mercado

A transição é aqui abordada a partir de três aspectos marcantes: (i) os efeitos das mudanças na própria forma de comercializar energia; (ii) o quanto o racionamento, ocorrido durante a transição, afetou a alocação de direitos residuais; e (iii) a criação do valor normativo. Não há grandes dúvidas quanto aos efeitos nos custos de transação decorrentes da transição entre o ambiente regulado e o de mercado (Levy e Spiller, 1994 e Delmas e Tokat 2003). No caso brasileiro, houve uma mudança de modelo em 1998 (implantação da livre comercialização) e outra está sendo conduzida a partir de março de 2004, em que a ênfase passa a ser muito mais na hierarquia do que no mercado.

Em 1998, com a Lei nº 9.648/98, as transações de compra e venda de energia entre as empresas passaram a ser objeto de livre negociação, sobretudo para os contratos bilaterais de longo prazo. Além disso, essa mesma lei definia um prazo de quatro anos para a transição entre os contratos regulados e os que fossem livremente negociados. Para isso, estava previsto em tal regulamento que a partir de 2003 os contratos regulados (chamados no Brasil de contratos iniciais) seriam descontratados na proporção de 25% ao ano,

---

<sup>34</sup> É bem verdade que, no caso brasileiro, as mudanças implementadas a partir de março de 2004 têm como pressuposto básico o cumprimento dos contratos que já existiam. Grande parte do futuro do novo modelo (de sucesso ou não) estaria associada a este pressuposto, essencial para sinalizar a evolução dos custos de transação e, em razão disso, da expansão da capacidade instalada.

ficando a energia totalmente livre já em 2006. Tratava-se, neste sentido, de uma transição cujos termos gerais estavam definidos na própria norma que implementava o modelo.

A mesma lei também previa que, para minimizar os efeitos de eventuais aumentos significativos nos custos da compra de energia, a ANEEL deveria estabelecer critérios que limitassem o repasse de tais custos para as tarifas dos consumidores finais. Foi com este objetivo que a Agência criou o Valor Normativo (VN) que, de maneira geral, indicava para os investidores os valores de repasse para as tarifas dos custos associados a diferentes tipos de fontes de energia.

A transição de contratos assim programada tinha três pressupostos básicos: (i) a mudança para um ambiente de mercado deveria ser tal que não causasse grandes impactos de custos para o consumidor final; (ii) os segmentos de geração e distribuição, ao final da transição, já estariam totalmente privatizados; e (iii) os preços praticados nos contratos entre as geradoras estatais e as distribuidoras estavam defasados (Araújo, 2002; Von der Fehr e Wollak, 2003).

Dois eventos importantes, porém, aconteceram durante a transição: (1) o governo federal, em razão de pressões políticas e do cenário desfavorável no mercado financeiro internacional, só conseguiu privatizar uma das empresas geradoras sob seu controle e (2) em 2001 houve uma séria crise de abastecimento, com um racionamento de 20% do consumo nas regiões Sudeste, Centro Oeste, Nordeste e Norte. Como o modelo concebido tinha como uma de suas premissas a privatização, o insucesso na venda das geradoras sob controle federal resultou em maiores incertezas. Ademais, como tal modelo previa a livre contratação, as geradoras federais adquiririam enorme poder de mercado (representam, ainda, cerca de 2/3 do total da oferta), o que não estava previsto quando da privatização das distribuidoras e de algumas geradoras (uma federal e duas decorrentes de cisão da CESP, em São Paulo).

Observe-se que a Lei nº 9.648/98 determinava a livre negociação para a energia que seria produzida por novas usinas (“energia nova”) e para a energia que estaria sendo descontratada dos contratos iniciais (“energia velha”), mas nada dizia para a energia que estava sendo descontratada e que pertencia às empresas geradoras que continuariam estatais<sup>35</sup>. A rigor, existiam normas gerais (não específicas da indústria de energia elétrica) que proibiam (ou pelo menos restringiam bastante) a livre negociação para esse tipo de empresa, o que, apesar disso, era entendido como um vácuo regulatório (Santana, 2004). Ademais, com a “energia velha” teria que ser de qualquer maneira vendida no mercado, embora não se soubesse ainda como, seus menores preços acabariam deslocando a instalação de novas usinas.

Em resumo, aspectos determinantes da performance das empresas e dos investimentos não tinham sido definidos para a transição<sup>36</sup>. O governo deveria defini-los, dado o vácuo regulatório, mas os agentes poderiam perceber que essa definição não seria neutra, dado os interesses societários do governo como controlador de empresas. Na verdade, como antecipam Williamson (1979 e 1985), North (1990) e Hart (2002), é como se uma das partes (que detém o controle real) no contrato (de compra e venda de energia ou contrato regulatório) pudesse, com baixos custos, afetar o valor do negócio (ou o desempenho da outra parte), dado seu poder para alterar *ex-post* a alocação dos direitos residuais do contrato.

Como os contratos são incompletos (incluindo, repita-se, os contratos regulatórios), a (re)alocação de tais direitos residuais decorre, neste caso, de incertezas quanto às normas, quanto ao formato final da estrutura de governança da indústria de energia elétrica e quanto ao comportamento de uma das partes (North, 1990), no caso o governo. Os custos de transação para mitigar tal situação (custo para ter a melhor informação possível e para monitorar o empenho das partes no cumprimento do contrato) tendem a ser muito

---

<sup>35</sup> O termo “energia velha” é muito utilizado na indústria de energia elétrica e serve para denotar a energia produzida por usinas já depreciadas ou que já estavam em operação antes do início da transição. Tais usinas possuem, em geral, custos médios de geração menores do que os das usinas novas. Por exemplo, a tarifas média dos contratos iniciais das empresas federais está em torno de R\$ 68/MWh, a preço de junho de 2006, enquanto o custo médio de uma usina nova é R\$ 126,00/MWh, que é o valor de uma fonte de geração competitiva – a hidrelétrica, conforme resultado do leilão realizado em junho de 2006.

<sup>36</sup> Um fenômeno interessante foi observado nos USA. Em razão das incertezas na transição ocorrida entre 1996 e 2000, percebeu-se um razoável retardamento nos investimentos em geração, que é o segmento exposto à competição (Ishii e Yan, 2003).

elevados. A forma natural de minimizar tais custos seria por meio da integração vertical<sup>37</sup>. Essa é também uma forma de explicar porque as principais expansões do parque gerador, durante a transição, foram no formato de venda de energia para empresas do mesmo grupo econômico, tanto no caso de hidrelétricas como de termelétricas, ou com o envolvimento de autoprodutores, que não deixa de ser uma forma de verticalização.

O **acionamento** ocorrido entre 2001 e 2002 (um evento não previsto), em plena transição, teve papel importante no comportamento das firmas, como já mencionado rapidamente na **seção 3.1**. Os contratos iniciais, que disciplinavam a compra e venda de energia durante a transição, em razão de sua natural incompletude, deixavam espaços relevantes para barganha *ex-post*, como acabou acontecendo. Em tais contratos não estava claro como seria o tratamento financeiro das transações quando da ocorrência de um racionamento, mas tinha um anexo, o Anexo V, que, em linhas gerais, estabelecia uma equação que visava proteger os vendedores quando de um regime hidrológico desfavorável<sup>38</sup>. Sucede que, por tal anexo, a obrigação dos geradores, de atendimento dos contratos, seria reduzida em pouco mais de 6%, quando o racionamento foi decretado em 20%. Ou seja, a diferença entre suas obrigações contratuais e o volume de energia racionado os vendedores (as usinas) deveriam buscar no mercado *spot*, cujo preço chegou a R\$ 658,00/MWh, quando os preços dos contratos, na época, estavam em torno de R\$ 60,00/MWh.

Por outro lado, havia um decreto do governo federal, aplicado no racionamento acontecido no Nordeste em 1987, estabelecendo que, na ocorrência de um racionamento, os contratos de compra e venda de energia celebrados entre geradoras e distribuidoras seriam reduzidos em um montante igual ao da carga racionada. Nesse contexto, os compromissos de geração estariam limitados a 80% do contrato, o que deixaria os vendedores em uma situação relativamente confortável. Portanto, para os vendedores interessaria defender a validade do decreto e para os compradores era muito melhor preservar a validade Anexo V do contrato. Esta disputa acabou na mão do governo federal, que, por meio da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), tinha poderes quase que totais durante o racionamento.

Na época, não era nem um pouco claro os papéis do MME, da ANEEL e do ONS para temas associados a um racionamento, especialmente em eventos que o precediam. Mais indefinidas ainda eram as atribuições desses órgãos depois de decretado o racionamento. Esse problema só foi resolvido em março de 2004, com a Lei nº 10.848/04, que passou a função de monitoramento da indústria de energia elétrica para o CMSE. Portanto, a GCE ocupou um vazio na estrutura de governança, tendo sido prudente sua criação.

Independentemente da apuração das responsabilidades<sup>39</sup> do Governo, da ANEEL e do ONS pelo racionamento (que não é um objetivo do artigo<sup>40</sup>), enfrentava-se um típico problema de incompletude de

---

<sup>37</sup> Nessa mesma transição, discutida na nota de rodapé acima, verificou-se outro fato interessante (Ishii e Yan, 2002): os reguladores de alguns estados exigiam o desinvestimento das distribuidoras verticalizadas, que deveriam vender seus ativos de geração. Contudo, em grande parte dos casos as usinas foram adquiridas por produtores independentes de energia cujo controle acionário pertencia aos sócios das próprias distribuidoras. Era como se a desverticalização fosse apenas contábil.

<sup>38</sup> Vale ressaltar que a discussão teve início com a interpretação do termo “regime hidrológico desfavorável”, ou seja, se o mesmo abrangia ou não um racionamento. Sabe-se que, no Brasil, um racionamento só se torna legalmente efetivo quando o governo o decreta. Porém, em um sistema com predominância de hidrelétricas o racionamento (decretado) decorre de um regime hidrológico desfavorável. É exatamente esse tipo de ambigüidade nas normas e nas cláusulas contratuais que explicam a incompletude dos contratos e a possibilidade de barganha *ex-post*.

<sup>39</sup> Conforme pode ser verificado em um relatório que se convencionou chamar de “relatório Kelman”, desenvolvido no âmbito da GCE, havia mais contrato de compra de energia do que certificados ou energia assegurada. Ou seja, para determinado nível de risco (5%), havia mais carga do que energia, o que foi agravado com um regime hidrológico bastante desfavorável (GCE, 2001; p. 6). Na época, os certificados eram calculados pelo ONS e homologados pela ANEEL. Além disso, também conforme consta do mesmo relatório, a ANEEL e o ONS informaram, com razoável antecedência, a possibilidade de uma situação, mas “a linguagem adotada teria induzido não-especialistas a concluir que não havia razões para alarme que justificassem ações corretivas imediatas” (GCE, 2001; p.7).

<sup>40</sup> A rigor, o que se procura mostrar nesta seção é que, mesmo que se conheça a seqüência de responsabilidade pelo racionamento, a “natural” incompletude dos contratos e a complexidade de interpretação da hierarquia de normas e contratos (que podem também sugerir uma falha no *design* dos contratos e das normas) já seriam elementos suficientes para indicar uma barganha *ex-post*, com possíveis efeitos danosos na alocação dos direitos residuais.

contratos e de hierarquia entre normas e dispositivos contratuais, que, conforme North (1990), afetam a alocação *ex-post* dos direitos residuais associados. Se o governo decidisse pela manutenção do decreto poderia ser acusado pelos compradores, quase todas empresas privadas, de proteger os vendedores, em grande parte estatais e sob controle societário do próprio governo federal. Se decidisse pela validade do contrato, eram razoáveis as chances de que todas as empresas geradoras envolvidas não tivessem capacidade financeira para pagar as despesas decorrentes da exposição ao preço *spot*, o que implicaria o repasse da conta para o consumidor ou o aporte de recursos do tesouro. A solução encontrada, que resultou de um Acordo Geral mediado pelo governo, consistiu em dividir a conta entre três partes: o consumidor (a maior parcela), os compradores e os vendedores.

Ainda que a solução tenha, de certa forma, “agradado a todos”, o sinal para os investidores foi que, de fato, a incompletude dos contratos de compra e venda de energia (entendida também como a ambigüidade de interpretações de cláusulas como a do Anexo V), associada à falta de clareza quanto à hierarquia das normas regulatórias, aumenta a amplitude dos direitos residuais relativamente aos direitos específicos (Klein et. al., 1978; Williamson, 1979; Grossman e Hart, 1986 e North, 1990). Em razão da natureza da indústria (destacada na seção 3.1) e da incompletude dos contratos, há, nestes instrumentos, uma parcela muito elevada de excedentes (direitos residuais) a ser alocada *ex-post* e, neste caso, a relação bilateral fica vulnerável a comportamentos ineficientes. Isso, mais uma vez, tende a incentivar a transação verticalizada, onde se consegue minimizar esses efeitos, dado que, se há uma grande amplitude de direitos residuais, uma das partes, por meio do próprio contrato, pode se apropriar disso, ainda que não seja garantida a eficiência dessa forma de apropriação (Hart, 1995; Whinston, 2002; Joskow, 2003b).

A Lei nº 9.648/98, que determinava a livre negociação para a compra e venda energia, também previa que, para minimizar os efeitos de eventuais aumentos significativos nos custos da compra de energia durante a transição, a ANEEL deveria estabelecer critérios que limitassem o repasse de tais custos para as tarifas dos consumidores finais. Foi com este objetivo que a Agência criou o Valor Normativo (VN) que, de maneira geral, indicava para os investidores os valores máximos de preços para contratos de longo prazo. O VN era estabelecido, entre 1999 e maio de 2002, por tipo de fonte de geração (hidrelétrica, térmica a carvão, térmica a gás natural, pequenas centrais hidrelétricas e outras) e desde então foi calculado e publicado apenas para a fonte competitiva, no caso a hidráulica<sup>41</sup>.

Como o mercado ainda não tinha negócios suficientes para indicar um preço de referência, essa referência acabou sendo o VN. Logo, a atratividade de investimentos ficou muito vinculada a um preço que, durante a transição, era totalmente regulado.

Nesse mesmo horizonte da implementação do VN e da transição do ambiente regulado para o ambiente de mercado, a economia brasileira passava por uma grave crise econômica, especialmente do ponto de vista cambial, e no ano 2000, quando o racionamento já era bastante previsível para os mais informados, discutia-se muito a vulnerabilidade da oferta de energia elétrica, dado que mais de 95% da demanda eram atendidos por meio de hidrelétricas. Buscou-se, então, a expansão da capacidade instalada utilizando-se de termelétricas a gás natural, cujo VN era quase que 40% superior ao de uma hidrelétrica.

Foi a partir dessa necessidade (expansão da capacidade de geração por intermédio de termelétricas) que o governo criou, no início do ano 2000, o programa prioritário de termelétricas (PPT), que, em linhas gerais, assegurava aos investidores o VN de uma térmica a gás natural e o suprimento do combustível por um período de 20 anos. Além disso, se o contrato de compra de energia firmado por uma distribuidora tivesse como vendedora uma usina do PPT, tal distribuidora estaria isenta de cumprir o limite de *self-dealing*<sup>42</sup>.

Como os preços da energia de uma usina térmica do PPT eram maiores do que o de uma hidrelétrica, era muito mais provável que as compras da energia produzida pelas termelétricas fossem preferencialmente

---

<sup>41</sup> A partir da Lei nº 10.848/2004, o VN foi substituído pelo Valor de Referência (VR), obtido dos resultados dos leilões realizados pela ANEEL.

<sup>42</sup> Entre os vários regulamentos setoriais que tratam da defesa da concorrência, um deles é uma resolução da ANEEL que limita as compras de energia entre empresas do mesmo grupo a 30% do mercado da compradora.

realizadas por distribuidoras pertencentes ao próprio grupo econômico de tais usinas. As termelétricas, como mostrado na seção 3.1, não são competitivas em um ambiente de mercado *spot* em que há forte estímulo às hidrelétricas (que operam comercialmente quase que sem riscos hidrológicos, garantidos pelo Mecanismo de Realocação de Energia). Na prática, em um sistema em que a prioridade é para as hidrelétricas, inclusive do ponto de vista da mitigação dos riscos, a expansão por meio da termelétricidade mostrava-se viável, no Brasil, apenas com a fixação de algum tipo de incentivo, como a compra por um preço maior, dentro de empresas do mesmo grupo, mas com direito de repasse para o consumidor<sup>43</sup> (Von der Fehr e Wollak, 2003).

Na prática, o próprio incentivo criado durante a transição para o ambiente de livre contratação definiu a conduta das empresas. Com esse tipo de contratação (verticalizada), as termelétricas fugiriam da barganha *ex-post* para a alocação dos direitos residuais e não teriam maiores preocupações com os efeitos da competição no mercado. Observe-se que os investimentos em termelétricas ocorreram, mas os custos para os consumidores foram maiores do que aquele que seria chamado de um custo competitivo. Isto é, se uma das partes se apropria *ex-ante* dos eventuais direitos residuais *ex-post*, são menores as chances de sub-investimentos. Porém, a forma de alocação dos *direitos residuais* pode causar distorções ou ser nociva sob o ponto de vista da eficiência, o que é a essência da conclusão do modelo concebido por Grosman e Hart (1986) e Hart e Moore (1990).

#### 4. Considerações finais

A análise efetuada nas seções precedentes permite concluir que, de maneira geral, a estratégia de compras verticalizadas, utilizada na indústria de energia elétrica do Brasil nos últimos anos, pode ser explicada pela incompletude dos contratos e, em consequência disso, pela necessidade de as empresas minimizarem os efeitos da barganha *ex-post* pela alocação dos direitos residuais. Em um caso, a própria natureza da indústria (com predominância de usinas hidrelétricas e cujo processo de produção e comercialização requer a coordenação, pelo menos, da operação do sistema e a mitigação dos riscos para tais usinas - ou seja, uma indústria com alto grau de ativos específicos, de elevada incerteza e complexidade) cria um potencial relevante para a realocação *ex-post* de direitos residuais.

De outra parte, a estrutura de governança, tanto a que entrou em operação em 1998 como a que passou a vigorar a partir de março de 2004, deixa evidências não desprezíveis de que o papel do governo, com sua *autoridade real* para propor, inclusive, mudanças nas regras do jogo, também pode afetar os investimentos *ex-ante*. Neste caso, as eventuais ações do governo, que resultem na redistribuição dos direitos residuais de um contrato, podem também ser entendidas pelos agentes como sendo de efeitos negativos para o desempenho *ex-post* das firmas, mesmo que o governo não pretenda nem tenha a intenção de fazê-lo, como, a propósito, tem mostrado desde o lançamento do novo modelo.

Além disso, a transição, no que foi previsto ou não, produz incertezas, eventos ou incentivos que, no geral, aumentam a abrangência dos direitos residuais relativamente aos específicos e estimulam investimentos ineficientes, como no caso das usinas do programa prioritário de termelétricas (PPT).

A reação das empresas a esses três aspectos (natureza da indústria, estrutura de governança e transição), que resultaram ou resultam na realocação de direitos residuais e em maiores custos de transação, foi a integração vertical por meio de contratos, mesmo que, do ponto de vista da indústria como um todo, isso não tenha representado uma estratégia eficiente.

A política adotada recentemente pelo governo, de restringir (ou quase impedir) a verticalização, é muito interessante em termos do estímulo à concorrência e, sobretudo, para limitar os subsídios cruzados ao longo da cadeia de produção de energia elétrica. Contudo, os agentes possuem fortes argumentos, como a acentuada vulnerabilidade à realocação de direitos residuais, para entenderem que o menor custo de transação decorreria da verticalização. Essa divergência entre a política (ou o *design* do modelo) e a conduta das empresas para minimizarem os custos de transação pode resultar em sub-investimentos na geração durante os

---

<sup>43</sup> A capacidade instalada do parque termelétrico já representa, atualmente, mais de 18% da capacidade total, quando no ano 2000 não chegava a 8%.

primeiros anos ou até que haja uma convicção dos agentes que, de fato, os contratos estão sendo cumpridos. Além disso, como o modelo recentemente concebido está sustentado muito mais na hierarquia do que na competição, também não se teria, quando se leva em conta a abordagem da economia dos custos de transação, razões conceituais para o quase impedimento à integração vertical.

Do mesmo modo, dado que a indústria, por sua natureza e forma de governança, implica uma ampla margem de direitos residuais a serem barganhados *ex-post*, seria prudente que os contratos de compra e venda de energia fossem do tipo em que as partes combinam, no presente, que alguns termos têm validade imediata, mas outros serão negociados no futuro, obedecidos certos limites. Esse tipo de contrato foi modelado, sob a forma de contrato ótimo, por Hart e Moore (2004) e é conhecido no meio jurídico como “acordo com termos em aberto”.

Como é muito difícil, na data de assinatura do contrato, quantificar algumas variáveis relevantes, como as condições da oferta de energia, que são fortemente afetadas pelo regime hidrológico, seus conseqüentes preços (livres e regulados), e antecipar como será exercida a autoridade real quando de uma eventual realocação de direitos residuais, é prudente que parte dos termos de um contrato seja firmada mais adiante. No período de racionamento, como havia déficit de energia e a economia passava por séria crise cambial, os preços praticados nos contratos de longo prazo (a maioria de mais de 20 anos) eram muito elevados, a exemplo do que aconteceu com as usinas do PPT. Se tivesse sido adotado o tipo de contrato modelado por Hart e Moore (2004), poderia ser combinado um preço maior para um horizonte de maior previsibilidade (três a quatro anos) e que tal preço seria novamente negociado dentro desse período, obedecidos alguns limites. Isso deixa mais equitativo o poder de barganha das partes, o que torna mais eficiente o processo de compra e venda de energia. Neste caso, o próprio contrato já teria previsões para renegociação do preço, quer ele estivesse muito elevado ou muito baixo, o que limita a participação do governo na realocação dos direitos residuais.

Do ponto de vista de contribuições no campo teórico, conclui-se, também, que, ao contrário do que defende a teoria de Grossman, Hart e Moore, não é só a propriedade de ativos físicos que confere controle sobre os direitos residuais. Em ambientes, como a indústria de energia elétrica, em que é determinante o poder de quem tem a autoridade real na coordenação dos processos de planejamento e operação, o governo, independentemente de ter ou não a posse de ativos, exerce papel importante na realocação de direitos residuais entre as partes envolvidas.

Na prática, quando predomina a coordenação por meio da hierarquia, é a entidade que tem a autoridade (real) para determinar como um ativo deve ser usado, quando das circunstâncias não estabelecidas no contrato de compra ou no regulatório, quem detém o controle sobre os direitos residuais. Na indústria de energia elétrica brasileira, como foi visto neste trabalho, essa autoridade é muito mais do governo do que das partes de um contrato de compra de energia.

Por último, cabe enfatizar que os referenciais teóricos utilizados no trabalho mostraram-se bastante adequados para o estudo do comportamento das empresas de energia elétrica no horizonte compreendido entre 1998 e março de 2004. Os possíveis efeitos adversos de uma eventual disputa pela realocação de direitos residuais e o oportunismo de uma das partes do contrato implica maiores custos de transação. A forma escolhida pelas empresas para evitar isso foi a integração vertical, pelo menos por meio de contratos, como está previsto na teoria dos custos de transação, de Williamson, e na teoria do direito de propriedade, de Grossman, Hart e Moore.

## Referências bibliográficas

- AGHION, P., and BOLTON, P., “An incomplete contracts approach to financial contracting”, **Review of Economics Studies**, v. 10, p. 473-494, 1992.
- AGHION, P., and TIROLE, J., “Formal and real authority in organizations”, **Journal of Political Economy**, v. 106, p. 1-29, 1997.

- AGHION, P., DEWATRIPONT, M., and REY, P., “Transferable control”, **Discussion Paper**, Department Economics, Harvard University, January 2003.
- ARAÚJO, J.L., “Investment in the Brazilian ESI: what should be done?” **Texto para Discussão**, Instituto de Economia, UFRJ, 2002.
- BAKER, G.P., and HUBBARD, T.N., “Empirical strategies in contract economic: information and boundary of the firm”, **The American Economic Review**, v. 91, n. 2, p. 189-194, 2001.
- BORENSTEIN, S., “The trouble with electricity markets: understanding California’s restructuring disaster”, **Journal of Economic Perspectives**, v.16, n. 1, p. 191-211, 2002.
- BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J. and STOFT,S., “The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry”, **RAND Journal of Economics**, v. 31, n. 2, p. 294-325, 2000.
- BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J., and WOLAK, F., “Measuring market inefficiencies in California’s restructured electricity market”, **American Economic Review**, v. 92, n. 5, p. 1376-1405, 2002.
- COASE, R., “The nature of the firm”, **Economica**, v. 4, p. 386-405, 1937.
- CRAMTON, P., “Electricity market design: the good, the bad, and the ugly”, in: **Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences**, p. 1-8, Hawaii, January 2003a.
- CRAMTON, P., “Competitive bidding behavior in unifor-price auction markets”, **Report nº EL00-95-075**, Federal Energy Regulatory Commission/USA, 2003b.
- DELMA, M, and TOKAT, Y. “Deregulation process, governance structures and efficiency: the U.S. electric utility sector”, **Energy Policy and Economics Paper 004**, University of California Energy Institute, 2003.
- DIXIT, A.K., “Lawlessness and economics: alternative modes of governance”, **Princeton University Press**, New Jersey, USA, 2004.
- DIXIT, A.K., “Economic governance”, **Working Paper**, Department of Economics, Princeton University, March, 2006.
- EVANS, J.E., and GREEN, R., “Why did British electricity prices fall after 1998?”, **Discussion Paper**, Centre for Economic Policy Research, January 2003.
- FABRA, N., von der FEHR, N-H, and HARBORD, D., “Designing electricity auctions: uniform, discriminatory and Vickrey”, **Discussion Paper**, University of Oxford, Department of Economics, 2002.
- FEDERICO, G., and RAHMAN, D., “Bidding in an electricity pay-as-bid auction”, **Discussion Paper**, University of Oxford, Department of Economics, 2001.
- FERC, “Wholesale power market platform”, **White Paper**, Federal Energy Regulatory Comission, April 2003.
- GCE, “Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica”, Brasília, 2001. ([www.planalto.gov.br/gce/relatorios](http://www.planalto.gov.br/gce/relatorios)).
- GIBBONS, R., “Four Formal(izabel) theories of the firm”, **Working Paper**, Department Economics, MIT, September 2004.
- GREEN, R., “Failing electricity markets: should we shoot the pools?”, **Discussion Paper**, Centre for Economic Policy Research, October 2001.
- GROSSMAN, S.J., and HART, O., “The costs and benefits of ownership: a theory of vertical and lateral integration”, **Journal of Political Economy**, v.94, n. 41, p. 691-719, 1986.
- HART, O., and MOORE, J., “Property rights and the nature of the firm”, **Journal of Political Economy**, v. 98, n. 6, p. 1119-1158, 1990.
- HART, O., and MOORE, J., “ Agreeing now to agree later: contracts that rule out do not rule in”, **Working Paper 10397, Working Paper Series NBER**, March 2004.
- HART, O., “Firms, contracts, and financial structure”, Oxford University Press, Oxford, England, 1995.
- HART, O., “Incomplete contracts and public ownership: remarks, and an application to public-private partnerships”, **Discussion Paper**, Department of Economics of the Harvard University, July 2002.

- HARVEY, S.M., and HOGAN, W.W., “Nodal and zonal congestion management and the exercise of market power”, **Working Paper**, Harvard University, Department of Economics, 2000.
- HOLMSTRÖM, B. and ROBERTS, J., “The boundaries of the firm revisited”, **Journal of Economic Perspectives**, v.12, n. 4, p. 73-94, 1998.
- HORTACSU, A., and PULLER, S.L., “Tasting strategic models of firm behaviour in restructured electricity markets: a case study of ERCOT”, **Working Paper**, HEPG, Harvard University, November 2003.
- HUNT, S. and SHUTTLEWORTH, G., “Competition and choice in electricity”, West Sussex, England: Willey, 1996.
- ISHII, J. and YAN, J., “The ‘make or buy’ decision in U.S. electricity generation investments”, **Working Paper WP 107**, University of California Energy Institute, September 2002.
- ISHII, J. and YAN, J., “Investment under regulatory uncertainty: U.S. electricity generation investment since 1996” **Working Paper**, University California, Irvine, December 2003.
- JOSKOW, P.L., and SCHMALENSEE, R., “Markets for power”, **MIT Press Ed.**, Cambridge, MA., 1983.
- JOSKOW, P.L., “Asset specificity and the structure of vertical relationships: empirical evidence”, **Journal of Law, Economics and Organization**, v. 4, p. 95-117, 1988.
- JOSKOW, P.L., “The role of transactions cost economics in antitrust and public utility regulatory policies”, **Journal of Law, Economics and Organization**, v.7, Special Issues, p. 53-83, 1991.
- JOSKOW, P.L. and TIROLE, J., “Transmission rights and market power on electric power networks”, **RAND Journal of Economics**, v. 31, n. 3, p. 450-487, 2000.
- JOSKOW, P.L., and KAHAN, E., “A quantitative analysis of pricing behavior in California’s wholesale electricity market during summer 2000”, **The Energy Journal**, v.23, n. 4, p. 1-35, 2002.
- JOSKOW, P.L., “The difficult transition to competitive electricity markets in the U.S.”, **Working Paper**, MIT, Department of Economics, 2003a.
- JOSKOW, P.L., “Vertical integration”, Forthcoming Handbook of New Institutional Economics (Revised), Kluwer Ed., December 2003b.
- JOSKOW, P.L. “Electricity sector restructuring and competition: lessons learned”, **Working Paper**, MIT, Department of Economics, 2003c.
- KELMAN, R., “Eficiência econômica e comportamento estratégico”, **Dissertação de Mestrado**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Julho 1999.
- KLEIN, B., CRAWFORD, R. and ALCHIAN, A., “Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process”, **Journal of Law and Economics**, v. 21, p. 297-326, 1978.
- KÜHN, K., and MACHADO, M.P., “Market power and vertical integration in the Spanish electricity market”, **Working Paper**, Department of Economics, University of Michigan, December 2003.
- LAFFONT, J.J., and TIROLE, J., “A theory of incentives in procurement and regulation”, **The MIT Press**, Cambridge, Massachusetts, 1999.
- LEVY, B. and SPILLER, P. “The institutional foundations of regulatory commitment: a comparative analysis of telecommunications regulation”, **Journal of Law Economics and Organization**, v. 10, n. 2, p. 201-246, 1994.
- LOSEKAN, L.D., “Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência”, **Tese de Doutorado**, Instituto de Economia da UFRJ, Rio de Janeiro, dezembro de 2003.
- LYONS, B.R., “Empirical relevance of efficient contract theory: inter-firm contracts”, **Oxford Review of Economic Policy**, v. 12, n. 4, p. 37-52, 1996.
- MANSUR, E.T., “Vertical integration in restructured electricity markets: measuring market efficiency and firm conduct”, **Working Paper WP 117**, University of California Energy Institute, December 2003.
- MASKIN, E. and TIROLE, J., “Two remarks on the property-rights literature”, **Review of Economics Studies**, v. 66, p. 139-149, 1999.
- MCAFEE, R.P., and SCHWARTZ, M., “Opportunism in multilateral vertical contracting: nondiscrimination, exclusivity, and uniformity”, **The American Economic Review**, v. 84, p. 210-230, 1994.
- MME, “Relatório de progresso nº 2”, **Comitê de Revitalização do Setor Elétrico**, abril de 2002.

- MME, “Proposta de modelo institucional do setor elétrico”, **Ministério de Minas e Energia**, junho de 2003a.
- MME, “Modelo institucional do setor elétrico”, **Ministério de Minas e Energia**, dezembro de 2003b.
- MOREIRA, A.R.B., DAVID, P.A.M.S. e ROCHA, K., “Regulação do preço da energia elétrica e viabilidade do investimento em geração no Brasil”, **Texto para Discussão nº 978**, IPEA, agosto de 2003a.
- MOREIRA, A.R.B., MOTTA, R.S. e ROCHA, K., “A expansão do setor brasileiro de energia elétrica: falta de mercado ou de investimento”, **Nota Técnica nº 1**, IPEA, setembro de 2003b.
- MOREIRA, A.R.B., ROCHA, K., DAVID, P., “Thermopower generation investment in Brasil – economic conditions”, **Energy Policy**, v. 32, p. 91-100, 2004.
- NEWBERY, D., “Competition, contracts, and entry in the electricity spot market”, **RAND Journal of Economics**, v.29, n. 4, p. 726-749, 1998.
- NEWBERY, D., “Issues and options for restructuring electricity supply industries”, **Working Paper WP 210**, Department of Applied Economics, University of Cambridge, July 2002.
- NEWBERY, D., and McDANIEL, T., “Auctions and trading in energy markets – an economic analysis”, **Working Paper**, University of Cambridge, Department of Applied Economics, February 2003.
- NORTH, D.C., “Institutions, institutional change and economic performance”, Cambridge University Press, Cambridge, England, 1990.
- NORTH, D.C., “Institutions”, **Journal of Economic Perspectives**, v. 5, n. 1, p. 97-112, 1991.
- PEREIRA, M.V.F., and PINTO, M.V.G., “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, **Mathematical Programming**, v. 52, p. 359-375, 1991.
- SANTANA, E.A. e OLIVEIRA, C.A.N.V., “A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil”, **Estudos Econômicos**, v. 29, n. 3, 1998.
- SANTANA, E.A., e OLIVEIRA, C.A.N.V., “Análise da indústria de energia elétrica do Brasil: abordagem através da economia dos custos de transação”, **Pesquisa e Planejamento Econômico**, v.29, (2), P. 273-294, 1999.
- SANTANA, E.A., “Estratégia de geração ao mínimo custo e assimetria de informações: o caso da operação do mercado de energia elétrica do Brasil”, in: **XXXII ANPEC**, Salvador, dezembro de 2004.
- SARAVIA, C., “Speculative trading and market performance: the effect of arbitrageurs on efficiency and market power in the New York electricity market”, **Working Paper WP 121**, University of California Energy Institute, CSEM, November 2003.
- SIDAK, J.G., and SPULBER, D.F., “Deregulatory takings and the regulatory contract”, **Cambridge University Press**, London 1998.
- STADLER, I.M., and CASTRILLO, D.P., “An introduction to the economics information: incentives et contracts”, **Oxford Press Ed.**, Osxfor, England, 1997.
- Von Der FEHR and WOLAK, F., “Power sector reform in Brazil – some issues”, **Working Paper**, Department of Economics of University of Oslo and Stanford University, 2003.
- WHINSTON, M.D., “Assessing the property rights and transaction-cost theory of firm scope”, **The American Economic Review**, v. 91, n. 2, p. 184-188, 2001.
- WHINSTON, M.D., “On the transaction cost determinants of vertical integration”, **Working Paper**, Departement of Economics, Northwestern University, 2002.
- WILLIAMSON, O., “The vertical integration of production: market failure considerations”, **The American economic Review**, v. 61, p. 112-123, 1971.
- WILLIAMSON, O., “Markets and hierarchies: analysis and antitrust implications” New York, **Free Press**, 1975.
- WILLIAMSON, O., “Transaction-cost economics: the governance of contractual relations”, **The Journal of Law and Economics**, v. 22, n. 2, p. 239-261, 1979.
- WILLIAMSON, O., “The economic institutions of capitalism”, New York, Free Press, 1985.
- WILLIAMSON, O., “The mecanism of governance”, Oxford, Oxford University Press, 1996.

- WILLIAMSON, O., "The theory of the firm as governance structure: from choice of contract", **Journal of Economic Perspectives**, v. 16, n 3, p. 171-195, 2002.
- WILLIAMSON, O., "The economic of governance", **American Economic Review**, v. 95, Papers and Proceedings, p. 1-18, 2005.
- WILSON, R., "Efficiency considerations in designing electricity markets", **Report to the Competition Bureau of Industry Canada**, 1998.
- WILSON, R., "Market architecture", **Working Paper**, Stanford University, Department of Economics, 1999.
- WILSON, R., "Architecture of power markets", **Econometrica**, v. 70, n. 4, p. 1299-1340, 2002.
- WOLAK, F., "Measuring unilateral market power in Wholesale electricity markets: the California market 1998-2000", **Working Paper CSEM WP 114**, University of California Energy Institute, June 2003.