

A Economia dos Custos de Transação e a Reforma na Indústria de Energia Elétrica do Brasil

Edvaldo Alves de Santana Professor Titular do Departamento de Economia da UFSC
e Coordenador do Núcleo de Economia de Energia
Carlos Augusto C.N.V. de Oliveira Pesquisador do Núcleo de Economia da
Energia da UFSC

RESUMO

Este trabalho é uma contribuição para o estudo da reforma que está em curso na indústria de energia elétrica do Brasil. A economia dos custos de transação é o referencial teórico utilizado para explicar as mudanças na estrutura de governança vigente e para avaliar os possíveis efeitos da nova governança no desempenho da indústria. Conclui-se que apesar dos mecanismos de incentivo à competição, como a desverticalização, as restrições às participações cruzadas (crossownerships) e os limites de auto-suprimento (self-dealing), a especificidade dos ativos envolvidos, a volatilidade dos custos marginais de curto prazo, a necessidade de coordenação central e as exigências de incentivos à expansão da capacidade instalada induzirão a indústria a uma governança híbrida, abrangendo a competição e cooperação, mais esta do que aquela.

PALAVRAS-CHAVES

custo de transação, contratos, governança, eletricidade

ABSTRACT

This work is meant to contribute to the study of the ongoing electric power industry in Brazil. The transactions cost economics is the referential theoretical used to explain the changes in the current governance structure and to assess the possible effects of the new governance in the industry's performance. The conclusion is that, despite the mechanisms of competition incentive, such as separating distribution, transmission and generation, restrictions to crossownerships and self-dealing limits, the investment specific, the volatility of the short term marginal cost, the need to central co-ordination and of incentives to expand the installed capacity will induce the industry into a hybrid governance, fuelled by competition and co-operation, tending more to the latter.

KEYS WORDS

transaction cost, contracts, governance, electricity

INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica, em boa parte do mundo, tem passado por importantes mudanças. De uma maneira geral, tais mudanças têm como suas características mais relevantes a criação de um ambiente de competição, por meio de diversos instrumentos de organização industrial - como desverticalização e limites ao poder de mercado - e a privatização. É no primeiro caso, do estímulo à competição, que está a preocupação central deste trabalho, que visa, sobretudo, à análise do problema de reestruturação que está em curso no Brasil.

De acordo com a proposta de reestruturação que está sendo implementada no Brasil, o âmbito da competição desejada será o mercado atacadista de energia (MAE), ou mercado *spot*, onde também será comercializada a energia assegurada pelas geradoras. É um tipo de estrutura de governança que vem sendo adotado em grande parte dos países em que as reformas já foram concluídas, especialmente naqueles cuja geração tem maior participação de usinas termelétricas.

Ainda que se reconheça a importância da competição para a busca da eficiência micro (da empresa) e macroeconômica (da indústria), existem sérias dúvidas quanto à eficácia de tal competição em um sistema cuja geração é predominantemente hidrelétrica. Nestes tipos de sistema - e este é o caso brasileiro - há uma séria dependência entre as usinas, o que requer o uso da coordenação central da operação como instrumento para maximização dos benefícios energéticos.

Entre as mudanças em curso, o estímulo à competição seria resultado, principalmente, da desverticalização das empresas, da segregação horizontal das maiores geradoras, reduzindo-lhes o poder de mercado, do limite de participação no mercado, das restrições a propriedades cruzadas (*crossownerships*) e do limite ao auto-suprimento (*self-dealing*). Além disso, a reforma que está sendo conduzida pelo Governo Federal assegura o livre acesso de geradoras e consumidores às redes básicas de transmissão e de distribuição, redefine o papel da Eletrobrás e cria novos atores na indústria, como o operador nacional do sistema (ONS), o produtor independente de energia, os *retailers* ou varejistas de energia, os consumidores livres (grandes consumidores, que podem escolher livremente seu fornecedor de energia) e o mercado atacadista de energia (MAE), que pelas intenções do governo deveria ser o centro das novas relações comerciais.

Em tal modelo de indústria, aquelas empresas que hoje são totalmente verticalizadas - isto é, que atuam nos três segmentos da cadeia de produção (geração, transmissão e distribuição) - serão separadas em empresas específicas para cada um dos segmentos. Da mesma forma, as empresas parcialmente verticalizadas, como as geradoras que hoje possuem ativos de transmissão, serão divididas em geradoras e

transmissoras, o mesmo acontecendo com as atuais distribuidoras, que pelo menos contabilmente deverão ter suas atividades separadas em distribuição e comercialização (ou varejo). Estas mudanças resultarão no aumento significativo das relações contratuais. Só no caso da Gerasul, empresa de geração que surgiu da desverticalização da Eletrosul, os cinco contratos de suprimentos que existiam em agosto de 1998 serão transformados em pelo menos vinte contratos, sem contar os intercâmbios de energia entre as regiões Sudeste e Sul e o contrato de prestação de serviços com o ONS.

Um aspecto adicional da desverticalização da indústria é que aquelas empresas de geração e comercialização que estiverem sob um mesmo controle acionário terão limitado em 30% o seu auto-suprimento de energia (entre a geradora e a comercializadora), sendo assim obrigadas a buscar no mercado o restante de energia para atender às suas demandas. Assim, uma empresa como a Cia. Paranaense de Energia (Copel), que hoje produz¹ 100% da energia que distribui no Estado do Paraná, seria obrigada a fazer contratos de compra de 70% da energia que precisaria, bem como contratos de venda da energia que excedesse ao seu limite de *self-dealing*. Não fossem algumas características específicas dos ativos de geração e transmissão do sistema elétrico brasileiro, esse mecanismo regulatório (do limite de *self-dealing*) seria uma interessante forma de expor as empresas (de geração e comercialização) às leis do mercado. Isto, contudo, não é assim tão simples, como será visto na seção 2 deste trabalho. Portanto, é uma reforma que, dentre outros aspectos, envolverá uma intensificação das relações comerciais entre empresas a montante e a jusante - e até mesmo na horizontal -, relações estas que podem ou não resultar em maiores custos de transação e, o que é mais importante, sem os efeitos esperados no grau de competição.

Este trabalho é resultado de um projeto de pesquisa desenvolvido no âmbito do Programa de Núcleo de Excelência (PRONEX), coordenado pelo Instituto de Economia da UFRJ. Trata-se de uma linha de pesquisa mais ampla sobre a regulação e performance do setor elétrico, e pretende ser uma contribuição para a discussão dos possíveis efeitos da reforma que está em curso na indústria de energia elétrica brasileira.² A **economia dos custos de transação** é o principal referencial teórico utilizado para a análise das mudanças na estrutura de governança da indústria. Na realidade, a economia dos custos de transação será utilizada para avaliar de que forma acontecerá a transição da estrutura de governança atual para a que está sendo recomendada - onde a coordenação daria lugar à competição e às relações

1 Excluída a parcela da energia comprada (obrigatoriamente) da Usina de Itaipu.

2 Neste artigo os termos **setor elétrico** ou **indústria de energia elétrica** têm o mesmo significado.

contratuais. Em última instância, procura-se mostrar que a especificidade dos ativos, a volatilidade dos custos marginais de curto prazo e as condições de financiamento da expansão do parque gerador são os fatores que determinarão a aplicabilidade das medidas regulatórias que estão sendo implementadas na indústria.

Assim, a análise aqui efetuada considera tanto contribuições teóricas³ - como as de Coase (1937, 1988 e 1998), Williamson (1971, 1975, 1979, 1985, 1993, 1996 e 1998), Klein *et alii* (1978), Kreps (1980), Grossman e Hart (1986), Hart e Moore (1990), Hart (1993), Joskow (1991), North (1991) e Holmström e Roberts (1998) - quanto trabalhos empíricos, onde se enquadram os textos de Joskow e Schmalensee (1983), Joskow (1987, 1988a, 1988b e 1997), e outros bem mais recentes, como Arentesen e Künneke (1996), Hunt e Shuttleworth (1996), Chalkley e Malcomson (1997), Cave e Williamson (1997), Maher (1997) e Oliveira (1998).

O texto está estruturado em três seções, além desta primeira, que introduz o trabalho. Os modelos teóricos de configuração da indústria de energia elétrica são apresentados, de forma resumida, na seção 1. Por outro lado, na seção 2, parte central do *paper*, são destacadas as principais características da estrutura de governança anterior à reestruturação, é mostrado de que maneira a reforma que está em curso modifica tal estrutura de governança, assim como seus efeitos sobre o padrão de competição e o desempenho da indústria. Por último, na seção 3, são apresentadas algumas conclusões gerais, resumindo os principais resultados do trabalho.

1. OS MODELOS DE COMPETIÇÃO

A indústria de energia elétrica, em diversos países, está em geral estruturada de acordo com determinados padrões, os quais foram configurados por Hunt e Shuttleworth (1996). Considerando-se o grau de competição associado a cada segmento da cadeia de produção e as características das relações contratuais envolvidas, quatro são os modelos que podem ser definidos, e que são resumidos no quadro a seguir.⁴

3 No caso, contribuições das duas principais correntes, quais sejam, a economia dos custos de transação e a teoria do direito de propriedade, que têm como ponto comum o princípio segundo o qual os contratos são incompletos e os investimentos são específicos.

4 A classificação de HUNT & SHUTTLEWORTH (1996) considera apenas o grau de competição. No entanto, para efeito da análise a partir da economia dos custos de transação, tal classificação pode incluir também os tipos de contratos que estariam envolvidos em cada um dos modelos.

	Modelo 1	Modelo 2	<i>Modelo 3</i>	Modelo 4
Característica	Monopólio	Monopsônio	<i>Competição no Atacado</i>	Competição no Varejo
Competição na Geração	Não há	Significativa	<i>Significativa</i>	Significativa
Escolha dos Varejistas	Não há	Não há	<i>Significativa</i>	Significativa
Escolha do Consumidor	Não há	Não há	<i>Não há</i>	<i>Significativa</i>
Tipo de contrato	Informal	Neoclássico	<i>Clássico e Relacional</i>	Relacional e Clássico

O modelo utilizado no Brasil até meados de 1998 era muito parecido com o **modelo 1**, dado que não havia competição em quaisquer dos segmentos da cadeia de produção. Entretanto, a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica eram realizadas por diferentes empresas (algumas verticalizadas e outras não), que detinham o monopólio de suas áreas de atuação (monopólios regionais). No caso das empresas que não atuavam em todos os segmentos da cadeia de produção, a verticalização se dava via contratos, o que configuraria o **modelo 1b** de Hunt e Shuttleworth (1996). O modelo de monopólio total existe atualmente na França, onde uma única empresa (a EdF) exerce as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. No modelo de monopólio puro, como o da EdF, os custos dos contratos são internalizados, embora possam existir incentivos formais para a melhoria do desempenho em cada elo da cadeia de produção. Os **contratos de gestão** é um exemplo desse tipo de incentivo.

O **modelo 2** se caracteriza pela existência de uma única empresa compradora (a *purchasing agency*) da energia gerada, que, em geral, é a mesma empresa que opera o sistema de transmissão. Neste tipo de modelo, a competição na geração é uma decorrência de três aspectos mais importantes: (i) do livre acesso de todos os geradores ao sistema de transmissão; (ii) do estabelecimento de um teto de preço (*price-cap*) para a compra de energia; e (iii) da existência de uma única possibilidade de venda de energia, no caso para a *purchasing agency*. Neste ambiente de competição existe um sério risco devido à especificidade dos investimentos (usinas), motivo pelo qual os contratos tendem a ser do tipo neoclássico (trilateral), tentando abranger o máximo possível das contingências futuras, a exemplo do que sugere Williamson (1979, 1985 e 1996). Observe-se que as empresas distribuidoras de energia não teriam outra opção de suprimento de energia a não ser a própria *purchasing agency*, o que faz do preço da energia vendida pela *purchasing agency* um preço regulado, o mesmo acontecendo com o preço da energia comprada pelo consumidor final. Ou seja, no modelo 2 a competição ocorreria apenas no âmbito do segmento de geração.

No **modelo 3**, por outro lado, a idéia é de que é possível criar um ambiente competitivo nos segmentos de geração e distribuição. Neste caso, a criação de um mercado *spot* (ou atacadista) para o intercâmbio de energia entre geradoras e distribuidoras é o caminho mais utilizado. As condições essenciais para o funcionamento deste modelo são de que as empresas sejam totalmente desverticalizadas e que o acesso ao sistema de transmissão seja livre, tanto para as geradoras quanto para as distribuidoras. Desse modo, se o acesso ao mercado de geração é livre (sem barreiras regulatórias), as usinas existentes também competiriam com os novos entrantes, o que tende a reduzir o preço médio da energia gerada. Além disso, como as condições de operação do sistema devem ser neutras para os agentes compradores e vendedores de energia, é comum a existência de um operador independente do sistema (*independent system operator-ISO*), como acontece nos Estados Unidos, na Inglaterra e na Argentina, dentre outros. Vale destacar, porém, que a influência desse operador independente é diretamente proporcional à necessidade de otimização dos benefícios energéticos do sistema elétrico, ou à interdependência energética das instalações de geração, principalmente. Quando o mercado *spot* funciona com oferta de preço e os contratos são de curto prazo, predominam neste tipo de modelo os contratos clássicos. No entanto, se os contratos são de longo prazo (ou bilaterais) é mais comum a prevalência de contratos relacionais, pelas razões muito bem expostas em Williamson (1979). As empresas distribuidoras, que se beneficiam dos preços competitivos do mercado *spot*, continuam com o monopólio da venda ao consumidor, o que faz dos seus preços um preço regulado, a exemplo do que ocorre no **modelo 2**.

O **modelo 4** também tem como pressuposto básico o fato de que é possível estimular a competição tanto na geração quanto na comercialização de eletricidade. As condições essenciais para a eficácia deste modelo são as mesmas do **modelo 3**. Todavia, como os consumidores finais também podem escolher seu fornecedor de energia, torna-se obrigatório o livre acesso de geradores e consumidores às redes de distribuição.⁵ Uma importante diferença do **modelo 4** para os modelos 2 e 3, é que nesses últimos a competição ocorreria apenas dentro de cada um dos segmentos (na geração, no **modelo 2**, e na geração e distribuição, no **modelo 3**). No **modelo 4** a competição também se daria entre os diversos segmentos de produção (excluídas as redes de transmissão e distribuição), tendo em vista que é possível, por exemplo, a venda direta de energia entre um gerador e um consumidor final. Neste caso, haveria uma competição entre um gerador e um varejista, o que

5 No caso, as empresas distribuidoras tradicionais devem ter suas atividades separadas (pelo menos contabilmente) em distribuição - propriedade e operação das redes - e comercialização - venda para consumidores finais. Esta é também uma das medidas da reforma que está sendo implementada no Brasil.

é importante para a eficiência da indústria. O tipo de contrato predominante também varia com a duração e com a existência ou não de oferta de preço no mercado *spot* e com a possibilidade ou não de celebração de contratos bilaterais de longo prazo.

O modelo que está sendo implementado no Brasil - ou **modelo B** - é, em linhas gerais,⁶ uma variante dos **modelos 3 e 4**, dado que incorpora aspectos importantes de tais modelos (como competição na geração e a livre escolha dos varejistas). Porém, no caso dos consumidores finais, apenas uma parte deles - os **consumidores livres**, que são aqueles consumidores de energia cuja demanda seja igual ou maior do que 10 MW e que sejam atendidos em tensão superior a 69 kV - terá a liberdade de escolher seus fornecedores de eletricidade. A interdependência entre as diversas fontes de geração de energia elétrica e o próprio perfil de evolução do parque gerador são os principais determinantes das diferenças entre o modelo nacional e os **modelos 3 e 4**. O quadro abaixo resume as principais características do **modelo B**, ou “modelo brasileiro”.

	Modelo B
Característica mais importante	Competição mais relevante no atacado
Competição na geração	Em termos, sem oferta de preço
Escolha das comercializadoras	Sim
Escolha dos consumidores	Pouco significativa
Tipo de contrato	Relacional (bilateral de longo prazo) e neoclássico
Economia de coordenação	Importante
Oferta de preço	Não há

Como será visto adiante, a necessidade de coordenação central para maximizar os benefícios energéticos do sistema (ou economia de coordenação) torna praticamente impossível a oferta de preços no mercado *spot*, o que elimina as chances de aplicação de contratos do tipo clássico. Da mesma forma, as exigências de garantias de receita financeira para viabilizar o *fundings* para os novos projetos de expansão tornam quase que obrigatória a existência de contratos bilaterais de longo prazo (entre geradoras e varejistas), o que também representa uma forma alternativa de “verticalização”, conforme será discutido na seção subsequente.

6 No que se refere ao grau de competição em cada um dos segmentos da cadeia de produção de eletricidade, o modelo nacional é bem diferente de quaisquer dos modelos acima.

2. ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E A AVALIAÇÃO DO CASO BRASILEIRO

2.1 Características do Indústria de Energia Elétrica no Brasil

O sistema elétrico brasileiro caracteriza-se pela existência de grandes usinas hidrelétricas, com reservatórios plurianuais, localizadas em diferentes bacias hidrológicas, em geral interligadas por extensas linhas de transmissão, e uma pequena participação da geração térmica, algo em torno de 5% do total da capacidade instalada. A possibilidade de interligação de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema brasileiro um importante ganho energético, que consiste em tirar proveito das diferentes sazonalidades, garantindo a complementaridade entre os diversos regimes hidrológicos. Dado que o sistema tem a predominância de centrais hidrelétricas, a grande distância entre as fontes geradoras e os centros de carga obriga a construção de longas redes de transmissão. Além desses aspectos, são freqüentes as situações em que coexistem, em um mesmo rio, usinas de diferentes proprietários, o que ressalta mais ainda a importância da operação coordenada.

Em uma indústria com tal perfil de capacidade instalada, o atendimento da demanda não é uma tarefa trivial, especialmente se este atendimento deve ocorrer ao mínimo custo. A situação é ainda mais complexa quando se avalia a volatilidade dos custos de geração. Na verdade, a sistemática de operação (ou despacho) das usinas em um sistema como o brasileiro não depende apenas de duas variáveis - comportamento da demanda e capacidade instalada de geração -, como aconteceria em um sistema de geração de base térmica. Quando o parque gerador é hidrelétrico, o programa de despacho de mínimo custo deve levar em conta, também, uma restrição intertemporal, que está relacionada ao nível de armazenamento atual dos reservatórios e à previsão de aflúências, o que implica decidir se é (economicamente) preferível utilizar a água, agora, ou economizá-la para uso futuro.

Na realidade, a água armazenada possui um custo oportunidade, que é definido pela probabilidade de vertimentos no futuro. Em outras palavras, se são grandes as chances de um dado reservatório ultrapassar seu limite máximo de armazenamento dentro de um certo período, então a água armazenada (hoje) neste reservatório tem pouco valor - o que reduz seu preço oportunidade. Neste caso, a água armazenada deve ser "turbinada", gerando a maior quantidade possível de energia, ou será vertida se o reservatório atingir mais de 100% de sua capacidade.

Por este motivo, a forma de utilizar a água (hoje) exige a simulação da evolução do sistema no futuro, até mesmo no que se refere à implementação de novos

reservatórios, dado que isto (geralmente) resulta no aumento de capacidade de geração. Assim, como o valor da água depende do nível atual de armazenamento e da probabilidade das afluições futuras, os custos marginais de operação de um sistema hidrelétrico é altamente sensível ao valor da água e, logo, bastante volátil. Ou seja, os custos marginais de curto prazo se aproximam de zero quando o regime hidrológico é favorável, podendo atingir valores extremamente elevados em situação contrária. Em 1997, por exemplo, tal custo variou, na região Sudeste, de R\$ 0,52/MWh a R\$ 91,66/MWh, conforme relatório anual do Grupo Coordenador das Operações Interligadas (GCOI), da Eletrobrás.

Agindo racionalmente, é muito difícil que uma empresa (geradora ou distribuidora) queira se expor a tamanha volatilidade de preços ou se expor aos riscos hidrológicos. Neste caso, existem fortes evidências de que a comercialização da energia no mercado *spot* seja caracterizada pela predominância de contratos de longo prazo, com base em preços e quantidades de energia negociados entre as partes envolvidas, colocando em dúvida a eficácia da competição que o governo espera alcançar, especialmente aquela que viria da desverticalização das atividades de geração e comercialização de energia. De outra parte, se acontecer o que está ocorrendo na Inglaterra, é possível que também sejam utilizados diversos tipos de instrumentos de alocação de riscos, como os instrumentos de *hedge*,⁷ cujos efeitos devem ser mitigados com os custos de transação associados.

2.2 A Reforma e os Custos de Transação

2.2.1 A Estrutura de Governança Anterior

Os últimos movimentos de reforma da indústria de energia elétrica (por exemplo, da Inglaterra, Espanha, Noruega, Austrália, Chile, Argentina e até mesmo nos Estados Unidos) têm como um dos seus fortes argumentos a busca da eficiência por meio da competição naqueles segmentos da indústria onde isto é possível. Com isso, os governos têm criado instrumentos regulatórios que obrigam a desverticalização das empresas (que atuam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição), dado o entendimento de que a transmissão e a distribuição - propriedade e operação das redes - são monopólios naturais, onde a concorrência é, na prática, impossível, e que a geração e a comercialização têm potencial de competição, podendo ser exposta às regras de mercado. É essa nova forma de organização da indústria que está sendo seguida no Brasil, com pequenas variações.

7 Este assunto é novamente discutido na seção seguinte.

Convém destacar, neste ponto, que a desverticalização do segmento tradicional de distribuição, criando duas atividades, a distribuição - propriedade e operação das redes - e a comercialização ou varejo - vendas para consumidores finais -, é um dos principais mecanismos de estímulo à competição na reestruturação que está em curso. Sob este enfoque, as economias de escala explicariam a existência, em cada Estado ou mesmo regiões, como na Inglaterra, de uma única empresa como proprietária da rede de distribuição. Contudo, nada impediria que, para determinados tipos de consumidores - no caso brasileiro, os “consumidores livres” -, fosse dado o direito de escolher livremente de qual varejista desejaria comprar a energia elétrica. Logo, ao mesmo tempo que estaria incentivando a competição para a venda aos consumidores livres, o novo modelo reconheceria a sustentabilidade dos monopólios da transmissão e da distribuição. Na realidade, sob o ponto de vista da organização da “rede de eletricidade”, os segmentos de transmissão e distribuição exercem funções semelhantes - interligar, de forma ótima, as usinas aos consumidores - e, por isto, obrigar o livre acesso e regular as tarifas de tais segmentos são partes de uma interessante estratégia para o incentivo à competição.

Assim, a exemplo dos setores de telecomunicações e gás, a indústria de energia elétrica é tomada como uma “indústria em rede”, situação em que os vendedores e compradores (no caso, empresas geradoras, comercializadoras⁸ e consumidores finais de energia) são integrados por meio de redes, no caso as redes de transmissão e de distribuição. É com base nesta premissa que vem sendo formulado todo o arcabouço comercial e regulatório para o setor elétrico brasileiro.

Na verdade, a transição entre a estrutura atual da indústria e o novo modelo (institucional, comercial e operacional) que está sendo implementado é um caso típico de análise a partir da economia dos custos de transação. Hoje, a indústria de energia elétrica possui empresas totalmente verticalizadas (as maiores), empresas não verticalizadas (as distribuidoras de alguns Estados, boa parte já privatizada) e empresas que atuam em dois segmentos (geração e transmissão), ou seja, que são verticalizadas mas não operam em toda a cadeia de produção, que incluiria as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

No centro de todas as etapas (ou elos) de produção estaria a Eletrobrás, que controlava quatro grandes empresas (Eletrosul, hoje só uma empresa de transmissão, Furnas, Chesf e Eletronorte) e a parte brasileira da Usina de Itaipu,

8 Entre as mudanças em curso é criada a figura da empresa comercializadora (*retailer*) de energia, que pode ser ou não uma segregação das atividades atuais de distribuição.

uma binacional entre Brasil e Paraguai. Além do controle acionário dessas empresas, a Eletrobrás tem participação acionária importante em todas as distribuidoras estaduais, inclusive algumas já privatizadas, como Light, Cerj, Coelba e outras. A Eletrobrás cumpria ainda dois papéis dos mais relevantes na indústria de energia elétrica brasileira: coordenava todas as etapas de planejamento da operação (que determinava quanto cada geradora poderia vender a cada ano) e da expansão da capacidade instalada (que, por sua vez, definia o programa ótimo de investimento na geração e na transmissão).

O relatório que finaliza os trabalhos de um grupo de consultores, contratados para definir um novo modelo institucional para o setor elétrico, é um exemplo de sugestões de políticas em que as forças do mercado seriam os principais indutores da eficiência alocativa. Ao defender a desverticalização das empresas, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e criar instrumentos que reduzem sensivelmente o poder de mercado da Eletrobrás, eliminando sua influência nas decisões de expansão da capacidade instalada e na comercialização da energia gerada, tal relatório sugere que a coordenação da otimização do uso dos recursos energéticos deveria passar a ser uma função do mercado e não mais de uma estrutura hierárquica, que tem no seu ponto mais alto a *holding* das empresas federais de eletricidade.

Na realidade, sob o ponto de vista da economia dos custos de transação, a indústria de energia elétrica no Brasil até recentemente caracterizava-se como uma **estrutura de produção hierarquizada** (não explícita ou incompleta), explicada, especialmente, pelo predomínio de formas verticalizadas, as quais eram consequência de uma organização político-social que definiu o arcabouço institucional do período de amadurecimento da indústria (anos 60 e 70), que também coincide com o ciclo virtuoso do setor elétrico. Pela ideologia econômica de então, esse tipo de predomínio era determinado por uma forma de organização industrial chamada de indústria de base, isto é, indústrias que tinham no desenvolvimento de outras indústrias - a montante e a jusante - sua mais importante justificativa. Neste contexto, quanto mais integradas, mais eficientes seriam as organizações no que se refere ao cumprimento desse papel de indutor do desenvolvimento industrial. Foi dentro deste cenário que cresceu e se aprimorou a indústria de energia elétrica no Brasil. (OLIVEIRA, 1998)

As razões microeconômicas para esse processo centralizado não são assim tão evidentes. Na verdade, a **hierarquia** é uma forma de coordenação que só é economicamente viável quando alguns atributos relacionados à transação - **como a especificidade dos ativos** envolvidos - modificam a natureza da contratação, a qual, sob condições próxima do ideal neoclássico, seria realizada no mercado. Contudo, entre os dois tipos extremos de governança (o mercado ou a hierarquia)

existem formas híbridas de contratação, as quais se constituem nas formas dominantes, e mais problemáticas, de contratação no mundo real. (WILLIAMSON, 1985 e 1996)

Isto, de certa forma, ajuda a explicar o poder da Eletrobrás. Como descrito anteriormente, a presença da Eletrobrás no topo da hierarquia predominante surgia da sua autoridade como coordenadora dos centros de comando hierárquico do sistema, mediante os quais controlava a operação (no Grupo Coordenador da Operação Interligada - GCOI) e a expansão dos sistemas (no Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos - GCPS). A especificidade dos ativos (intensivos em capital, interdependentes, que geram externalidades positivas e negativas, e de custos e preços voláteis) exige uma intensa cooperação e uma coordenação centralizada, caso contrário, fica praticamente impossível a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis. Estas características dos ativos abriu um espaço considerável para as ações de coordenação da Eletrobrás, que resultaram em uma estrutura quase que onipotente.

Levando-se em conta a classificação de Williamson (1979 e 1985), a estrutura de controle onde se situava a Eletrobrás pode ser definida como da forma “MC”, ou multidivisional corrompida⁹ ou centralizada, como prefere Hill (1988). Tal estrutura era sustentada por quase-firmas - que são as controladas pela Eletrobrás - que executavam as atividades operacionais do núcleo do poder. Contudo, a forma como estava organizada a *holding* do sistema (altamente departamentalizada) acabava criando um ambiente sujeito a conflitos de interesses do tipo *subgoals* entre determinados “departamentos”. Uma das conseqüências disso eram os prejuízos na execução da função de mercado de capitais interno, uma vez que foi restringida a racionalidade (*bounded rationality*) das relações corporativas, sobretudo as que diziam respeito ao controle das quase-firmas.

Assim, a forma multidivisional centralizada e “corrompida” tornava-se a expressão burocrática e organizacional de uma estrutura de governança tipicamente hierárquica, a qual refletia, por sua vez, o elevado grau de especificidade dos ativos e das transações da indústria de energia elétrica brasileira.

Em outras palavras, a combinação de ativos dedicados e de especificidade locacional (usinas hidro ou termelétricas não têm uso alternativo, que não a geração de energia

9 Aqui o termo **corrompida** está associado ao **oportunismo**, por exemplo, no uso de informações assimétricas para capturar o regulador ou para obter vantagens financeiras nas relações comerciais.

elétrica, e estão necessariamente - em especial no caso das hidrelétricas - localizadas próximas da fonte do combustível), com transações recorrentes (os intercâmbios de energia ocorrem de forma constante e se dirigem ao consumidor final, sem origem definida - ou sem marca - e por decisão centralizada) e com elevado grau de incerteza - devido à natureza estocástica do regime hidrológico e do comportamento da demanda - favorecem à implantação de uma estrutura de governança hierarquicamente configurada.

O mesmo tipo de argumento pode ser também utilizado para explicar a governança no sistema de transmissão. A forma de interligação das redes é bastante complexa e também requer uma forte coordenação central para viabilizar o escoamento da energia que está sendo oferecida e demandada a cada instante. Na realidade, a própria eficiência operacional das usinas depende da capacidade do sistema de transmissão de realizar trocas físicas de energia entre os vários pontos de conexão. Para Joskow (1997), existe complementaridade entre os segmentos de geração e transmissão, o que daria razão à integração vertical e à caracterização de monopólios naturais também para a geração de energia, mesmo a despeito das limitadas economias de escala que as unidades de geração tendem a apresentar isoladamente.

Merece destaque, também, o papel da autoridade no sistema Eletrobrás. A autoridade ou função de mando (*flat*) é parte essencial do processo adaptativo das formas hierárquicas, que, para operar de maneira eficiente e ajustar-se às condições dinâmicas de suas atividades, necessitam exercer um certo poder discricionário. (AGHION & TIROLE, 1997) Esse poder discricionário visa, entre outras coisas, aproveitar economias em custos de transação, sobretudo quando o processo de negociação é custoso ou quando é necessário restringir o oportunismo, induzindo as partes à mútua cooperação. (DOW, 1987) Esta forma de exercício de autoridade era principalmente encontrada no GCOI, onde o **consenso** era o caminho mais utilizado para reconciliar interesses. Era também a estratégia utilizada pela Eletrobrás para interferir decisivamente nas ações do órgão regulador oficialmente constituído.

A influência da Eletrobrás na estrutura de poder das distribuidoras estaduais também ajuda a explicar sua presença no topo da governança hierárquica vigente. Na verdade, a Eletrobrás exercia tal influência participando acionariamente de todas as empresas distribuidoras, em um relacionamento que Jenkinson e Mayer (1996) enquadram como do tipo *cross-shareholdings*, que não deixa de ser um arranjo alternativo aos contratos formais ou informais.

Nestas circunstâncias, os mecanismos de controle e coordenação, específicos do modelo de governança hierárquica do sistema Eletrobrás, que atuavam de maneira compensatória à ausência de um instrumento de incentivo interno, criaram um

ambiente propício para a predominância de contratos relacionais fortemente marcados pela subordinação (*forbearance*). Neste tipo de ambiente era comum a não celebração de contratos entre geradoras e distribuidoras e, o que é mais importante, as partes envolvidas em geral renunciavam a qualquer tipo de recurso a instâncias superiores externas, como as cortes de justiça ou o órgão regulador, que era capturado pela Eletrobrás. (SANTANA, 1995 e OLIVEIRA, 1998)

Logo, o arranjo de governança predominante dava também à Eletrobrás um poder de regulador e, implicitamente, autonomia para resolver, formal ou informalmente, conflitos de natureza comercial e institucional, muitos deles responsabilidades típicas do poder judiciário. Neste sentido, ainda que a presença da coordenação central da operação dos sistemas seja um dos fatores determinantes da otimização do uso das instalações de geração e transmissão, o exercício, ao mesmo tempo, de múltiplas funções estratégicas para o desempenho da indústria acabou transformando tal estrutura de governança em mais uma fonte de ineficiência. Na prática, o “baixo” preço da resolução dos conflitos induzia a uma gestão muito pouco profissional das empresas, inclusive das quase-firmas, a qual se refletia nos excessos de custos, na incapacidade de autofinanciamento dos investimentos e na inadimplência generalizada dos contratos de suprimento. Talvez por causa desses fatos é que dentre as principais medidas que fazem parte da proposta em curso de mudança no arranjo institucional e comercial da indústria de energia elétrica a que mais tem chamado a atenção é aquela que redefine o papel da Eletrobrás e que lhe retira todas as funções de coordenação dos centros de comando hierárquico da indústria.

2.2.2 A Nova Estrutura de Governança

Quando os problemas de reforma de indústria são analisados sob a ótica dos custos de transação, o principal problema reside em identificar se a nova estrutura de governança, simultaneamente, minimiza os custos de transação e estimula a competição. Na prática, da mesma forma que se define o melhor formato de contrato, a estrutura de governança mais adequada também depende das três dimensões definidas por Williamson (1979), quais sejam: a especificidade dos ativos, a frequência das transações e o grau de incerteza envolvido.

No Brasil, os ativos envolvidos na geração de energia elétrica são específicos, como mostrado na seção anterior, porém o grau de especificidade pode variar, por exemplo, com o número de compradores de energia e com o poder de monopólio das geradoras. Assim, as empresas de geração já existentes, que possuem vários compradores de energia (as atuais distribuidoras) e cujos contratos têm pelo menos dez anos de duração, estariam menos vulneráveis ao poder de monopsonio dos

seus clientes, mesmo que hoje a redução das compras por parte de um dos clientes provavelmente afetasse as finanças de quaisquer das geradoras brasileiras.

No entanto, o setor elétrico brasileiro, segundo previsões da Eletrobrás, em apenas dez anos terá uma expansão de capacidade de geração que será equivalente a 50% da capacidade instalada atual e, neste caso, os contratos entre compradores (distribuidoras e comercializadores) e vendedores (usinas) serão, até por exigência da formação do *fundring* para financiar o projeto, quase que bilateral¹⁰ (um vendedor e um comprador). Ou seja, um produtor independente de energia, que para viabilizar seu projeto precisa apresentar um fluxo de receita constante, provavelmente precisará firmar contratos *ex ante* com um ou com poucos compradores de energia ou, do contrário, ficará exposto às pressões do investimento específico, ou *hold-up*, dado que o rompimento de seu contrato com tal comprador significa a inviabilidade do projeto, com sérios danos financeiros. (MACLEOD & MALCOMSON, 1993; MCAFEE & SCHWARTZ, 1994) Neste caso, a consequência mais danosa seria o subinvestimento¹¹ em geração, o que afetaria o abastecimento de energia elétrica.

Este subinvestimento em geração nas indústrias de energia elétrica em que as reformas levaram a um ambiente de competição já foi objeto de um estudo de David e Wong (1994), que concluíram que, em ambiente de competição, a recuperação dos investimentos em geração por meio da tarifa é um problema muito complexo, exigindo arranjos contratuais específicos e trabalhosos. Para eles, um contrato de incentivos que incorpore preços e garantias de longo prazos e repartição dos riscos é uma das saídas para que os novos investimentos não sejam desestimulados. Se isto não for feito, também segundo David e Wong (1994), os programas de reforma que têm a competição como um dos pontos de sustentação poderão ser prejudicados. O problema é que um contrato do tipo sugerido por tais autores já é quase uma verticalização, ou, na melhor das hipóteses, uma governança bilateral, com forte conteúdo de cooperação.¹²

10 Destaque-se que o contrato entre os produtores independentes e seus compradores de energia é o tipo de contrato que, por natureza, requer a repartição dos riscos (sobretudo se a usina for financiada por uma estrutura tal como o *project finance*) e deve ser tratado como um contrato de investimento específico, sobretudo se o número de compradores de energia for muito pequeno, como se espera venha a acontecer no Brasil.

11 Diversas consequências, para casos gerais, estão discutidas em HART & MOORE (1988).

12 Uma análise interessante sobre a influência do ambiente contratual nas relações de competição e cooperação em empresas do Reino Unido, Alemanha e Itália pode ser encontrada em ARRIGHETTI *et alii* (1997).

Nas situações em que, no caso extremo, a energia para um determinado sistema elétrico só pode ser atendida por uma única geradora, como acontece hoje no Nordeste com a Chesf, a especificidade dos ativos prejudica os compradores de energia, dada a possibilidade de oportunismo por parte da geradora, que detém enorme poder de mercado.¹³ Dessa forma, a estrutura do mercado também é uma das variáveis críticas para a definição do tipo de contrato e, como já havia sido questionado por Maher (1997), é uma dimensão que não faz parte do modelo de Williamson (1979). Ou seja, a segregação horizontal das grandes geradoras, por reduzir o poder de mercado, acaba sendo coerente com os mecanismos de estímulo à competição, ainda que aumente substancialmente o número de contratos.¹⁴

Como destacado anteriormente, a desverticalização das empresas integradas e até mesmo a separação horizontal de algumas delas (as grandes geradoras - Furnas, Cesp e Chesf - serão separadas em pelo menos duas empresas, para reduzir-lhes o poder de mercado) exige a elaboração de contratos para todas as relações comerciais. Desse modo, vão existir contratos entre geradoras e transmissoras, entre transmissoras e distribuidoras, entre geradoras e distribuidoras e assim sucessivamente.

As vantagens de tais contratos são importantes e, em geral, estão diretamente associadas aos próprios objetivos dos contratos (de alocação dos riscos, de incentivos à eficiência e proteção relativamente à especificidade dos investimentos envolvidos). Além disso, no Brasil e em outros países em que as reformas da indústria são acompanhadas também da privatização, os contratos são elementos determinantes do sucesso das estratégias de privatização utilizadas. As desvantagens, por outro lado, existem em grande número e, em alguns países, como a Inglaterra (ver JENKINSON & MAYER, 1996), já estão servindo de argumento para o retorno ao padrão de empresas verticalizadas. Entre essas desvantagens a mais importante consiste na complementaridade que há entre os segmentos de geração e transmissão, complementaridade esta muito bem justificada por Joskow e Schmalensee (1983), Hunt e Shuttleworth (1996) e, principalmente, por Joskow (1997). No Brasil, esta característica é ainda mais relevante, devido, principalmente, ao perfil do seu parque gerador. Como as usinas são hidrelétricas, de grande porte, localizadas longe dos centros de carga e com significativa interdependência operativa, as redes de transmissão são utilizadas, sobretudo, para interligação das

13 Algumas situações de oportunismos em diferentes tipos de relações contratuais (verticais) estão muito bem caracterizadas em MCAFEE & SCHWARTZ (1994).

14 Uma abordagem concisa e bem apropriada para esta situação é efetuada por VICKERS (1996).

usinas aos centros de carga e para a otimização dos recursos energéticos - ou intercâmbios de grandes blocos de energia ou, ainda, no jargão do setor elétrico, “transferência de água entre reservatórios”. Desse modo, a expansão do sistema de transmissão é uma atividade que depende fundamentalmente da configuração do parque gerador, o que acentua a complementaridade operacional e de investimentos e determina a necessidade de coordenação central.

Na prática, a desverticalização impõe a celebração de contratos entre empresas, que, apesar dos contratos, continuarão atuando de forma coordenada e são responsáveis, quase que de forma indistinta, pelo produto que está sendo oferecido ao consumidor final. Se a energia para o consumidor B está sendo fornecida pela comercializadora A, por trás de tudo isso existe uma cadeia complexa de geradoras - ou *pool* -, transmissoras, distribuidoras e fornecedores de combustíveis (para geração) que, mediante contratos e sob coordenação central, agem no sentido de fazer chegar ao consumidor a energia com padrões predefinidos e ao menor custo. Assim, o enfraquecimento de um desses elos (estabelecidos comercialmente via contratos) pode causar sérios desequilíbrios (ou até mesmo colapso) em toda a cadeia de produção de eletricidade, prejudicando o abastecimento.

Como as usinas são interligadas por meio de redes de transmissão, o comprador da energia não consegue identificar de quem está recebendo, a cada instante, a energia que está repassando aos consumidores finais, o que faz do contrato entre geradoras e comercializadoras um mero instrumento financeiro, sem relação (obrigação) direta com o bem físico, como de fato fica bem configurado no “acordo de mercado”, documento divulgado em julho de 1998 pelo Governo Federal. Neste tipo de configuração de indústria a receita de uma usina não depende de sua produção efetiva e sim da energia que a usina pode assegurar ao *pool* de geradoras. O nível de produção de cada planta e de confiabilidade do atendimento (que implica o uso ótimo das instalações de transmissão) é uma atribuição do coordenador central da operação e não de cada empresa individualmente.

Destaque-se, de qualquer forma, que a estrutura de governança definida pela reforma que o governo está implementando será determinada pela capacidade da indústria em adaptar-se ao funcionamento do mercado atacadista de energia (MAE), cuja principal finalidade é estabelecer um preço *spot* para a energia elétrica. No entanto, devido às especificidades dos ativos (que determinam a necessidade de coordenação) e às condições de financiamento da expansão do parque gerador (que determina a necessidade de contratos de longo prazo com instrumentos de incentivos), o mercado *spot* existirá apenas de forma marginal, em paralelo com os contratos bilaterais de longo prazo, que têm preços e quantidades negociados entre as partes. Ou seja, o mercado *spot* de energia, no Brasil, seria efetivo apenas para a comercialização da energia não contratada ou energia interruptível, não devendo

ultrapassar a 15% do total da energia produzida, como estimam os técnicos da Eletrobrás e outros especialistas do meio acadêmico. Além disso, é fator determinante da eficácia do novo arranjo institucional a atuação do Operador Nacional do Sistema, que definirá para o MAE o preço do mercado *spot*.

Assume papel importante no novo arranjo da indústria o contrato regulatório (ou contrato de concessão, como é chamado no Brasil), que, dentre outras coisas, estabelece os incentivos ao melhor desempenho da concessão (via da empresa concessionária), o que é praticado, por exemplo, utilizando-se regras de preços do tipo *price-cap* ou *revenue-cap*, as quais, simultaneamente, limitam o repasse de custos para os consumidores cativos (ou não livres) e obrigam o repasse para os preços dos ganhos de produtividade, reduzindo os efeitos do poder de monopólio ou dos contratos de longo prazo, firmados “a qualquer custo”. Este tipo de contrato (regulatório) é essencial nos programas de reforma que incluem a privatização, como foram os casos da Argentina, Chile e Reino Unido e como está acontecendo no Brasil.

Desse modo, a nova estrutura de governança incorpora, em um mesmo formato organizacional, três elementos bem distintivos: um mercado *spot*, uma comercialização por meio de contratos bilaterais de longo prazo e a coordenação central da operação. Uma estrutura assim configurada pode ser enquadrada como **governança híbrida**, onde as formas semifortes dos atributos de governança devem predominar. (OLIVEIRA, 1998) Neste contexto, a convivência entre esses elementos da **governança híbrida** exigirá o uso de rigorosos instrumentos de incentivos ao desempenho e de limitação ao uso de informações assimétricas, que devem ser acompanhados de diversos mecanismos de controles administrativos. O “mecanismo de realocação de energia” (MRE¹⁵) e também o “acordo de mercado”, divulgados em julho de 1998 pelo Governo Federal, são casos típicos desses instrumentos e controles administrativos.

No mais, a nova estrutura de governança requer que, para cada atributo das transações, sejam direcionados desenhos contratuais específicos.¹⁶ O contrato clássico deve regular as trocas no mercado *spot* e os contratos neoclássicos e os relacionais (mais estes do que aqueles) devem predominar nas trocas de longo prazo. Quanto aos atributos de desempenho dos contratos e, conseqüentemente,

15 O MRE é o instrumento que será utilizado pelo coordenador da operação para minimizar a exposição aos riscos dos geradores hidrelétricos.

16 Uma avaliação mais detalhada deste assunto pode ser encontrada em WILLIAMSON (1985, 1986 e 1993), HART (1993), DEAKIN & MICHIE (1997) e, principalmente, em LYONS (1996).

da indústria, verifica-se que, em razão da relativa autonomia das partes (em virtude da desverticalização), nos casos de menores riscos a adaptação da indústria ocorrerá de forma autônoma, ou forma “A” (sem ativos específicos, sem salvaguardas contratuais e com preços de mercado), como definido em Williamson (1979). Contudo, a realização da maioria das trocas por meio de contratos de longo prazo, com diversos instrumentos de incentivos, e a influência das ações do coordenador da operação estimulam o desenvolvimento de estratégias adaptativas com forte conteúdo de cooperação (com ativos específicos, salvaguardas contratuais e preços negociados entre as partes), ou forma tipo “C”, como também denomina Williamson (1979). Desse modo, espera-se que raramente existam arranjos de adaptação do tipo “B”, que, apesar da especificidade dos ativos, não exigem salvaguardas contratuais nem preços negociados entre as partes.

As conseqüências dessa estrutura de governança híbrida sobre o padrão de competição não parece, em princípio, das melhores, apesar das (justas) preocupações do governo com a eficiência da indústria. A predominância da estratégia de cooperação (não obstante a desverticalização) afasta as relações de troca da governança de mercado.

Na verdade, as formas de contratos que vêm sendo praticadas (de longo prazo, com participações societárias cruzadas e com mecanismos de garantias e incentivos) são, na prática, uma forma “alternativa” de “reverticalização” da indústria, sobretudo entre os segmentos de geração e comercialização.

Isto, todavia, não é o pior dos mundos, muito pelo contrário. A julgar pelos efeitos da competição na indústria de energia elétrica do Reino Unido e da Austrália,¹⁷ avaliadas bem recentemente, observa-se que a predominância da cooperação, para maximizar os benefícios energéticos do sistema ou minimizar os custos de produção, é ainda a melhor alternativa. No Reino Unido, a propósito, conforme diagnosticado por Casazza (1997), o preço no mercado *spot*, onde é comercializada toda a energia entre empresas, tornou-se muito volátil, variando, quando há limitação de atendimento por parte da França, entre US\$ 200/MWh e US\$ 1.500/MWh. Por causa de tal volatilidade, o preço para o consumidor final aumentou 43% entre 1990 e 1994.

Tal volatilidade fez surgir na indústria de energia elétrica os contratos de *hedge*, que são arranjos contratuais disponíveis para reduzir as incertezas dos preços no mercado *spot*, o que ajudaria a explicar o aumento dos preços para o consumidor

17 Detalhes sobre o caso australiano podem ser encontrados em OUTHRED (1998).

final. (CASAZZA, 1997) Na verdade, em 1996 cerca de 90% das compras de energia no mercado *spot* já estavam sendo efetuados considerando-se tais arranjos contratuais. A “reverticalização” da indústria, para reduzir seus custos de transação, já vem sendo tentada por algumas empresas, o que vem sendo contido, com muito sacrifício político, pelo governo inglês. (JENKINSON & MAYER, 1996)

A explicação para o crescimento do uso dos contratos de *hedge* não é trivial. A propósito, além dos contratos de *hedge*, surgiu também um mercado para comercialização de contratos, porém com sérios efeitos negativos no funcionamento do mercado *spot*, como detalhado em Newbery (1998). Na prática, independentemente da natureza da transação, o contrato é, em geral, uma alternativa que procura proteger as partes envolvidas relativamente às incertezas - ou contingências imprevisíveis - e, nestas circunstâncias, são incompletos. (HOLMSTRÖM & ROBERTS, 1998) Assim, se a busca da eficiência, um dos atributos de um bom arranjo contratual, é muito sensível à volatilidade dos preços no curto prazo (por exemplo), então é necessário que a repartição dos riscos¹⁸ seja alcançada por meio de outros instrumentos - como os contratos de *hedge* -, ainda que isto possa representar um aumento relativo nos custos de transação. Ou seja, é bastante provável que também no Brasil, onde os preços no curto prazo são tão ou mais voláteis do que no caso inglês, venha a se estabelecer, para a energia elétrica, um mercado de contratos de *hedge*, passando a ganhar importância no novo modelo uma instituição tal como a Bolsa de Mercadorias e Futuros, se não a própria.

Um outro resultado importante, também sobre o setor elétrico inglês, onde a reforma já foi totalmente realizada, foi alcançado por Newbery e Pollitt (1997). Eles concluíram, após análise exaustiva de tal reforma, que o excesso de investimentos em usinas a gás natural, cujos preços são mais estáveis, foi uma maneira alternativa de reduzir a volatilidade dos preços no mercado *spot*. Porém, esse sobreinvestimento também apresentou um aumento de custo para o consumidor final, embora a indústria tenha se tornado mais eficiente e incorporado uma tecnologia de produção bem menos poluente.

A rigor, trabalhos anteriores, como o de von der Fehr e Harbord (1993), já mostravam que o formato de indústria que foi implementado na Inglaterra, onde a competição no mercado *spot* se dá por meio da oferta de preços, conduziria à prática de preços acima do custo marginal e que o programa de despacho não seria

18 Observe-se que a repartição ou alocação dos riscos é outro atributo importante de um bom contrato.

otimizado, isto é, não resultaria no mínimo custo ou no máximo benefício energético. Ou, nas palavras desses autores, “*agora existem sérias evidências, teóricas e empíricas, de que a competição no novo formato da indústria de energia elétrica não será aquela de menor preço.*” (VON DER FEHR & HARBORD, 1993, p. 545)

Uma avaliação também interessante, para o caso dos Estados Unidos, onde há uma competição por preço, foi alcançada bem recentemente por Bai *et alii* (1997), que aplicaram o conceito de equilíbrio de Nash para determinar os preços e os volumes ótimos das transações entre dois sistemas elétricos ou duas empresas.¹⁹ O importante, no caso dos EUA, é que cada empresa opera seus sistemas de forma independente, ao contrário do Brasil, onde a operação dos sistemas vai ter uma coordenação central.²⁰ Assim, no estudo de Bai *et alii* (1997), a maximização dos lucros das empresas seria consequência do preço e do volume que pode ser transacionado, atendido os limites técnicos do sistema de transmissão.

Desse modo, eles observaram que, apesar de tal independência operativa, não interessa às empresas prejudicar o desempenho do sistema, o que acaba induzindo-as a estratégias do tipo Nash. Ou seja, se a operação do sistema é independente (descentralizada), onde as empresas têm autonomia para definir seus volumes de energia produzida, o uso racional dos recursos de transmissão (em geral limitados) fazem com que as empresas adotem estratégias em que o que é bom para uma (usina) depende do que é bom para os demais usuários da rede de transmissão, ao que Bai *et alii* (1997) e Tabors (1994) chamaram de *inter-utility cooperation*.

Ou seja, mesmo quando as empresas têm liberdade para operar suas instalações sem maiores interferências do operador independente do sistema, percebe-se que a estratégia de cooperação está sempre presente, pelo menos em um equilíbrio do tipo Nash, onde há uma interdependência entre as condutas das geradoras de energia, mesmo quando submetidas ao mercado *spot*, com oferta de preços. Em suma, as práticas competitivas que estão sendo implementadas também em outros países estão acompanhadas de diferentes formas de cooperação, com coordenação central ou não, caracterizando, com isso, uma governança híbrida, como no Brasil.

Neste contexto, com mais razão do que no Reino Unido ou nos Estados Unidos, no Brasil, a eficiência macroeconômica (da indústria) será influenciada

19 Outra análise sobre a competição no setor elétrico americano pode ser encontrada em HOBBS (1992).

20 Outras abordagens sobre a relação cooperação-competição na indústria de energia elétrica estão bem desenvolvidas em RUUNUNE (1992), NASHIMURA *et alii* (1993), RUDNICK *et alii* (1993) e principalmente em ARENTSEN & KÜNNEKE (1996).

principalmente pela eficácia dos instrumentos regulatórios utilizados pelo coordenador central da operação e muito menos pelo formato da competição no mercado *spot*. Enquanto isso, a eficiência microeconômica (das empresas) teria uma maior relação com os incentivos administrativos associados ao novo ambiente de empresas privadas e ao arcabouço institucional caracterizado pelos contratos regulatórios. Em outras palavras, mesmo que o grau de competição no MAE seja pouco representativo, isto não significaria um insucesso do programa de reformas da indústria. A rigor, as economias de coordenação e os incentivos implementados a partir dos contratos regulatórios podem superar as eventuais ineficiências do mercado.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dos resultados alcançados neste trabalho, é importante ressaltar que, de fato, a economia dos custos de transação nos parece fornecer o referencial teórico adequado para investigar as reformas de uma indústria cujos ativos são tão específicos, apresenta forte necessidade de coordenação e onde a necessidade de expansão exige a implementação de incentivos ao aperfeiçoamento das relações contratuais às condições de financiamento dos novos projetos.

Na interpretação da economia dos custos de transação, a integração vertical busca a redução dos custos de transação, desde que se consiga estabelecer estruturas de governança que sejam úteis para adaptar a indústria ao tipo de contratação.²¹ Ademais, tendo em vista as dificuldades de fixação de preços, sem as salvaguardas correspondentes e, logo, sem as condições ideais para o funcionamento do mercado, torna-se necessário o estabelecimento de relações bilaterais de longo prazo, que podem resultar no controle absoluto de todo ou de boa parte do processo de produção, caracterizando a hierarquia ou a integração vertical.

Também sob o ponto de vista da economia dos custos de transação, a forma de contratação dominante na indústria de energia elétrica no Brasil, até meados de 1998, configurava-se como uma hierarquia incompleta ou não explícita, que tinha no topo a Eletrobrás, em que pese a existência de organizações autônomas de produção dentro da indústria. Neste caso, quando da contratação de transações básicas (sobretudo os suprimentos de energia entre concessionários), os agentes se

21 Maiores detalhes sobre conceito e tipos de governança e sobre formas de contratação podem ser encontrados em WILLIAMSON (1985 e 1996)

comportavam, predominantemente, de acordo com relações hierárquicas. Nas situações de crise, como a inadimplência generalizada que tomou conta da indústria a partir do final da década passada, as trocas intra-setoriais deslocavam-se da base transaccional que lhes deveria sustentar, tornando-se, portanto, desfuncionais, e exigindo a readequação relacional.

Assim, ainda que seja desejável, a transição desse tipo de hierarquia de transações - em que a cooperação entre empresas coordenada centralizadamente pela Eletrobrás era a principal marca - para um ambiente de coordenação via mercado, não seria sem traumas, dadas as especificidades dos ativos e das transações (os atributos mais relevantes da transação é a quantidade e qualidade do produto e não o preço²²). Ou seja, mesmo que o processo de oferta inicial seja competitivo (e no caso brasileiro tudo indica que não será), a contratação que se seguirá implicará o estabelecimento de relações bilaterais de maior duração e complexidade, afastando-se do modelo clássico de contrato e aproximando-se dos modelos neoclássico e relacional de contratação. Dessa forma, o crescimento do mercado *spot*, se ocorrer, terá caráter marginal, dominado no todo pelas relações bilaterais já mencionadas, tendo como base relacional a governança híbrida (parte mercado e parte hierarquia), com forte coordenação central do uso dos recursos energéticos.

Convém acrescentar que, não fossem a ruptura das relações contratuais (inadimplências) a partir do final da década passada, e o surgimento da grave e insuperável crise financeira que se generalizou na indústria, o melhor caminho para o reordenamento setorial, em virtude das maiores facilidades para a adaptação organizacional, seria a hierarquia plena, a exemplo da França, o que significaria a consolidação de uma estrutura de governança totalmente verticalizada, sob coordenação única e exclusiva. Na realidade, no Brasil, a privatização, devido aos seus efeitos sobre o fim das interferências políticas nas empresas e no poder regulador, é possivelmente o principal mecanismo de estímulo (tão ou mais importante que a desverticalização e as mudanças no modelo institucional) à eficiência do setor elétrico, devendo ser também examinada não só como um instrumento de troca de controle acionário e de combate ao déficit público.

Logo, a forte tendência à cooperação na indústria, com poucas trocas no mercado *spot*, não parece ser um aspecto negativo e sim uma forma de minimização dos custos de transação, adaptando as relações contratuais à natureza da indústria, que incorpora ativos específicos, necessita de incentivos para estimular a expansão e

22 Não é por outro motivo que no mercado de energia em grosso, previsto no relatório dos consultores do governo federal, os preços dos intercâmbios de energia são aspectos secundários ou, na melhor das hipóteses, conseqüências de aspectos técnico-operacionais.

tem preços de curto prazo acentuadamente voláteis. Neste sentido, as empresas, agindo de forma “ecológica” ou deliberada (BUCKLEY & CHAPMAN, 1997; HODGSON, 1994), estarão sempre procurando adaptar suas relações contratuais à configuração da indústria, o que determina o predomínio da **governança híbrida**.

Em outras palavras, a especificidade dos ativos, o potencial de volatilidade dos preços no mercado *spot* (causando incertezas) e a pressão exercida pela necessidade de expansão tornam-se, na realidade, as dimensões que determinam a **governança híbrida**, com predominância dos contratos de longo prazo e muito pouca comercialização no mercado atacadista de energia, ou mercado *spot*.

Observe-se, contudo, que a retirada da Eletrobrás do topo da governança hierárquica anterior não necessariamente significa o fim definitivo de tal forma de governança. O grande problema, na estrutura anterior, era o enorme e incompatível conflito de interesses dadas as múltiplas funções daquela empresa. No entanto, a necessidade de centralização da operação – para aproveitar as importantes economias de coordenação - em um sistema hidrelétrico, com as características do brasileiro, pode exigir a presença do Operador Nacional do Sistema (ONS) em uma posição de destaque na nova governança. Vale dizer, ainda, que a estreita relação entre contratos de longo prazo e as condições impostas para financiamento da expansão, o que é um caso concreto quando se consideram as usinas que estão em construção, indicaria o aumento da influência de agentes externos, os financiadores (ou *lenders*), nas relações contratuais e no desempenho da indústria. Isto explica, por exemplo, a “batalha” entre o BNDES e a Eletrobrás para serem os agentes financeiros da indústria, papel dos mais relevantes no novo arranjo organizacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGHION, P. and TIROLE, J. Formal and real authority in organizations. *Journal of Political Economy*, v. 105, n. 1, p. 1-27, 1997.
- ARENTSEN, M. and KÜNNEKE, R. Economic organization and liberalization of the electricity industry. *Energy Policy*, v.24, n. 6, p. 541-552, 1996
- ARRIGHETTI, A., BACHMANN, R. and DEAKIN, S. Contract law, social norms and inter-firm cooperation. *Cambridge Journal of Economics*, v. 21, n. 2, p. 171-195, 1997.
- BAI, X. SHAHIDEHPOUR, S. M., RAMESH, V. C. and YU, E. Transmission analysis by Nash game method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1046-1052, 1997.

- BUCLKEY, P. J. and CHAPMAN, M. The perception and measurement of transaction costs. *Cambridge Journal of Economics*, v. 21, n. 2, p. 127-145, 1997.
- CASAZZA, J. A. Reorganization of the UK electric supply industry. *IEEE Power Engineering Review*, p. 15-19, 1997.
- CAVE, M. and WILLIAMSON, P. Entry, competition, and regulation in UK telecommunications. *Oxford Review Economic Policy*, v. 12, n. 4, p. 100-121, 1996.
- CHALKLEY, M. and MALCOMSON, J. M. Competition in NHS quasi-markets. *Oxford Review Economic Policy*, v. 12, n. 4, p. 89-99, 1996.
- COASE, R. H. The nature of the firm. *Economica*, v. 4, p. 396-405, 1937.
- _____. *The firm, the markets and the law*. Chicago: University of Chicago Press, 1988.
- _____. A new institutional economics. *The American Economic Review*, v. 88, n. 2, p. 72-74, 1998.
- DAVID, A. and WONG, K. Investment in competitive electricity: scop for incentives contracts. *Energy Economics*, v. 166, n. 1, p. 27-35, 1994.
- DEAKIN, S. and MICHIE, J. Contracts and competition: an introduction. *Cambridge Journal of Economics*, v. 21, n. 2, p. 121-126, 1997.
- DOW, G. K. The function of authority in transactions cost economics. *Journal of Economic Behaviour and Organizations*, v. 8, p. 13-38, 1987.
- FEHR, N. H. M. and HARBORD, D. Spot market competition in the UK electricity industry. *The Economic Journal*, v. 103, p. 531-546, 1993.
- GROSSMAN, S. J. and HART, O. The cost and benefits of ownerships: a theory of vertical and lateral integration. *Journal of Law and Economics*, v. 94, n. 4, 1986.
- HART, O. Incomplets contracts and the theory of the firm. In: WILLIAMSON, O. and WINTER, S. (eds.), *The nature of the firm*. Oxford: Oxford University Press, 1993.
- HART, O. and MOORE, J. Incomplete contracts and renegotiation. *Econometrica*, v. 56, n. 4, p. 755-785, 1988.
- _____. Property rights and the nature of the firm. *Journal of Political Economy*, v. 98, p. 1119-1158, 1990.
- _____. The governance of exchanges: membres's cooperatives versus outsiders ownership. *Oxford Review of Economic Policy*, v. 12, n. 4, p. 53-69, 1996.
- HILL, C. W. L. Internal capital market controls and financial performance in multidivisional firms. *The Journal of Industrial Economics*, v. 37, n. 1, p. 67-83, 1988.
- HOBBS, B. F. Using game theory to analyze electric transmission pricing policies in the United States. *European Journal of Operation Research*, n. 56, p. 154-171, 1992.

- HODGSON, G. M. Optimisation and evolution: Winter's critique of Friedman revisited. *Cambridge Journal of Economics*, v. 18, p. 413-430, 1994.
- HOLMSTRÖM B. & ROBERTS, J. The boundaries of the firm revisited. *Journal of Economic Perspectives*, v. 12, n. 4, p. 73-94, 1998.
- HUNT, S. and SHUTTLEWORTH, G. *Competition and Choice in Electricity*. West Sussex, England: Wiley, 1996.
- JENKINSON, T. and MAYER, C. The assessment: contracts and competition. *Oxford Review of Economic Policy*, v. 12, n. 4, p. 1-10, 1996.
- JOSKOW, P. L. and SCHMALENSEE, R. *Markets power: an analysis of electric utility deregulation*. Cambridge: MIT Press, 1983.
- JOSKOW, P. L. Contract duration and relationship-specific investments: empirical evidence from coal markets. *The American Economic Review*, v. 77, n. 1, p. 169-185, 1987.
- _____. Asset specificity and the structure of vertical relationships: empirical evidence. *Journal of Law and Economics*, v. 4, n. 1, 1988a.
- _____. Price adjustment in long-term contracts: the case of coal. *Journal of Law and Economics*, v. 31, p. 47-83, 1988b.
- _____. The role of transactions cost economics in antitrust and public utility regulatory policies. *The Journal of Law, Economics, & Organization*, v. 7, Special Issue, p. 53-83, 1991.
- _____. Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. electricity sector. *Journal of Economic Perspectives*, v. 11, n. 3, p. 119-138, 1997.
- KLEIN, B., CRAWFORD, R. and ALCHIAN, A. Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting. *Journal of Law and Economics*, v. 21, n. 2, p. 297-326, 1978.
- KREPS, D. M. *A course in microeconomic theory*. New Jersey: Princeton University Press, 1990.
- LYONS, B. R. Empirical relevance of efficient contract theory: inter-firm contracts. *Oxford Review of Economic Policy*, v. 12, n. 4, p. 27-52, 1996.
- MACLEOD, W. B. and MALCOMSON, J. Investment, hold-up, and the form of contracts. *The American Economic Review*, v. 83, n. 4, p. 811-837, 1993.
- MAHER, M. E. Transaction cost economics and contractual relations. *Cambridge Journal of Economics*, v. 21, n. 2, p. 147-170, 1997.
- MAYER, C. Corporate governance, competition and performance. *Journal of Law and Society*, v. 24, p. 151-175, 1997.
- MCAFEE, R. P. and SCHWARTZ, M. Opportunism in multilateral vertical contracting: nondiscrimination, exclusivity, and uniformity. *American Economic Review*, v. 84, n. 1, p. 210-230, 1994.
- NEWBERY, D. M. and POLLITT, M. G. The restructuring and privatisation of Britain's CEBG-was it worth it? *The Journal of Industrial Economics*, v. XLV, n. 3, p. 269-303, 1997.
- NEWBERY, D. M. Competition, contracts, and entry in the electricity spot market. *RAND Journal of Economics*, v. 29, n. 4, p. 726-749, 1998.

- NISHIMURA, F., TABORS, R. D., ILIC, M. D. and MELERO, J. R. L. Benefit optimization os centralized and decentralized power system in a multi-utility environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 3, p. 1180-1186, 1993.
- NORTH, D. C. Institutions. *Journal of Economic Perspectives*, v. 5, n. 1, p. 97-112, 1991.
- OLIVEIRA, C. A. V. *O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil: a abordagem institucional da economia dos custos de transação*. Dissertação de Mestrado em Economia, UFSC, 1998.
- OUTHERD, H. A review of electricity industry restructuring in Australia. *Electric Power Systems Reserach*, v. 44, p. 15-25, 1998.
- RUDNICK, H., VERELA, R. and HOGAN, W. Evaluation of alternatives for power system coordination and pooling in a competitive environment. *In: Proceeding 1996 Winter Meeting, Baltimore*, Paper 96WM, p. 330-341, 1996.
- RUUSUNEN, J. Dynamic cooperative electricity exchange in a power pool. *IEEE Transactions System, Man and Cybernetics*, v.21, n. 4, 1992.
- SANTANA, E. A. Teoria do agente-principal, regulação e performance da indústria de energia elétrica no Brasil. *Anais do XXIII Encontro Nacional de Economia*, v. 1, Salvador/BA, dezembro de 1995.
- TABORS, R. D. Transmission system management and price: new paradigms and international comparasons. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1, p. 206-215, 1994.
- VICKERS, J. Market power and inefficiency: a contracts perspectives. *Oxford Review of Economic Policy*, v. 12, n. 4, p. 11-26, 1996.
- WILLIAMSON, O. The vertical integration of production: market failure considerations. *The American Economic Review*, v. 59, p. 112-123, 1971.
- _____. *Markets and hierarquies: analysis and antitrust implications*. New York: Free Press Ed., 1975.
- _____. Transactions-cost economics: the governance of contractual. *The Journal of Law & Economics*, v. 22, n. 2, p. 233-261, 1979.
- _____. *The economics institutions of capitalism*. New York: Free Press, 1985.
- _____. The logic of economic organization. *In: WILLIAMSON, O. and WINTER, S. (eds.), The nature of the firm, origens, evolution and development*. Oxford: Oxford University Press, 1993.
- _____. *The mechanisms of governance*. Oxford: Oxford University Press, 1996.
- _____. The institutions of governance. *The Amercian Economic Review*, v. 88, n. 2, p. 75-79, 1998.

(Recebido em maio de 1999. Aceito para publicação em agosto de 1999).

Nós agradecemos a todos os pesquisadores do Núcleo, que não se cansaram de discutir o artigo e o tema desenvolvido, e de maneira especial ao “parecerista” anônimo, cujas contribuições foram fundamentais para a consistência dos resultados apresentados.