



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GEC 19  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

## **GRUPO VI**

**GEC - GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **CUSTOS DE TRANSAÇÃO E FORÇAS PROPULSORAS: UMA VISÃO ESTRATÉGICA DA DESVERTICALIZAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO**

**Alvaro Augusto de Almeida (\*)**

**ELECTRA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA  
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

## **RESUMO**

A Lei 10.848, de março de 2004, tornou obrigatória a separação das atividades de geração e distribuição de energia elétrica das empresas brasileiras, deixando em aberto a possibilidade das atividades de geração e transmissão continuarem a ser exercidas por uma única empresa. Este trabalho apresenta uma contribuição ao debate sobre a desverticalização na Indústria de Energia Elétrica, identificando as vantagens e desvantagens da integração vertical do ponto de vista de dois referenciais teóricos: (a) custos de transação, desenvolvido por Ronald Coase e outros; e (b) forças propulsoras, desenvolvido por Michel Robert.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Desverticalização, custos de transação, competição, estratégia, forças propulsoras.

### **1.0 - INTRODUÇÃO**

A Indústria da Energia Elétrica<sup>1</sup> (IEE) começou a ser desregulamentada no início da década de 90, com as experiências pioneiras do Chile, Noruega, Inglaterra e de alguns estados norte-americanos. Nesses países, e em vários outros que se seguiram, a reestruturação ocorreu devido a uma série de razões comuns, tais como: (a) o reconhecimento de que, devido às inovações tecnológicas, a geração de energia elétrica não é mais um monopólio natural; (b) a pressão dos consumidores por menores preços de energia; (c) o desenvolvimento de extensas redes de transmissão interligadas, possibilitando a comercialização de energia em qualquer parte de um mesmo sistema e; (d) particularmente no caso do Brasil e de outros países em desenvolvimento, a exaustão do modelo do Estado empreendedor.

A maior parte dos países que desverticalizaram suas IEEs o fizeram por meio do *unbundling*, onde a energia elétrica (a *commodity*) passa a ser cobrada de maneira separada dos serviços a ela associados (distribuição e transmissão), e da desverticalização dos ativos de geração, transmissão e distribuição. As atividades de geração e de comercialização de energia passam a ser vistas como competitivas, enquanto a transmissão e a distribuição permanecem, na maior parte dos casos, como monopólios regulados.

A experiência catastrófica da reestruturação na Califórnia e dificuldades com reestruturações em outros lugares reavivaram o debate sobre a desverticalização e a liberalização dos mercados de energia. Muitos defensores da verticalização da IEE, por exemplo, invocam a teoria dos custos de transação, enquanto os defensores da desverticalização invocam os argumentos neoclássicos favoráveis à liberalização e à competição na geração e na comercialização. O presente artigo visa contribuir à discussão sobre o assunto, sendo dividido em cinco seções, inclusive esta. A Seção 2.0 apresenta os conceitos principais sobre a desverticalização na IEE, incluindo uma

<sup>1</sup> Para os fins do presente artigo, os termos "Indústria da Energia Elétrica" e "Setor Elétrico" têm o mesmo significado. A sigla SEB, "Setor Elétrico Brasileiro", tem, portanto, o significado de "IEE brasileira".

breve discussão de alguns casos. A Seção 3.0 apresenta o referencial teórico dos custos de transação e sua aplicação à IEE. A Seção 4.0 apresenta a teoria das forças propulsoras e sua ênfase na estratégia particular de cada empresa. As principais conclusões são apresentadas na Seção 5.0.

## 2.0 - O FIM DO MONOPÓLIO DA GERAÇÃO E A DESVERTICALIZAÇÃO DA IEE

Até a década de 90, a IEE no Brasil e no mundo era verticalizada, com uma mesma empresa detendo ativos de geração, transmissão e distribuição em determinada área de concessão e atendendo consumidores de forma regulada. Em alguns países, notadamente na França, a verticalização tornou-se intensa a ponto de existir uma única empresa nacional de energia elétrica. Contudo, a verticalização não foi sempre a característica da IEE. Por exemplo, em 1887 existiam seis empresas de energia elétrica competindo em Nova Iorque, e em 1907 existiam quarenta e cinco empresas de energia registradas em Chicago (1). Ao menos nos EUA, a competição, não a regulação, era a tônica da IEE no início do século XX.

O paradigma estabelecido após a verticalização ocorrida nos EUA, e em boa parte dos sistemas elétricos de porte, foi o do monopólio natural. Um monopólio natural surge quando os custos de produção decrescem com o aumento da produção ou dos serviços e foi o argumento historicamente usado para se justificar a verticalização da IEE. Dessa forma, uma empresa detentora do monopólio natural em determinada área teria, ao longo de algum tempo, erigido barreiras de entrada tão elevadas que impediria a existência de outras empresas ou então submeteria os concorrentes a expressivas dificuldades financeiras.

Classicamente, tanto a geração quanto a transmissão e a distribuição de energia foram consideradas monopólios naturais. Contudo, alguns pensadores entendem que a distribuição não é um monopólio natural. DILORENZO (1), por exemplo, afirma que o modelo do monopólio natural é uma racionalização *ex-post*, criada em benefício dos monopolistas e como justificativa para a intervenção estatal na IEE. Da mesma forma, em um estudo famoso, PRIMEAUX (2) conclui que, naquelas regiões onde as concessionárias competem entre si, as seguintes situações podem ser constatadas: (a) a rivalidade direta pode existir entre duas distribuidoras concorrentes por períodos de tempo superiores a 80 anos em algumas cidades; (b) quando permitido, as distribuidoras rivais competem vigorosamente por preços e serviços; (c) contrariando a teoria do monopólio natural, os custos são mais baixos não regiões onde existem distribuidoras concorrentes, ou seja, os benefícios de eficiência são transferidos aos consumidores; (d) contrariando a teoria do monopólio natural, não existe mais excesso de capacidade sob o regime de competição do que sob o regime monopolista; (e) os problemas causados pela duplicação da rede de distribuição são vistos pelos consumidores como menores do que os benefícios produzidos pela competição.

O caso da geração de energia é bastante diferente, pois, devido ao grande avanço tecnológico recente, esta não constitui mais um monopólio natural. De fato, a aquisição do status de competitividade por parte da geração é uma das grandes razões para a desverticalização e desregulamentação da IEE em boa parte do mundo.

### 2.1 Desverticalização nos Estados Unidos e em alguns outros países

#### 2.1.1 Estados Unidos da América

O cenário do monopólio da geração começou a mudar em 1978, quando o Congresso norte-americano aprovou a lei conhecida como PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*). O mundo vivia então o auge do primeiro choque do petróleo, iniciado em 1973 com o embargo da OPEC, quando o preço do barril de petróleo saltou de US\$ 1,90, em 1972, para US\$ 14,00, ao final da década de 70.

Nos EUA, a reação política ao choque do petróleo foi o estabelecimento de controles de preços, a criação de medidas de redução de consumo e a busca de alternativas ao consumo de petróleo, inclusive para geração de energia. Nesse espírito, a PURPA obrigava as concessionárias de energia a comprarem uma parcela de suas necessidades energéticas a partir de outras fontes, a um preço igual ao "custo evitado" da concessionária. O custo evitado é aqui entendido como o custo que seria incorrido pela concessionária, caso esta tivesse que gerar a mesma parcela de energia. Segundo VANDOREN (3), a evolução tecnológica subsequente à aprovação da PURPA, particularmente no que diz respeito às turbinas a gás natural e à tecnologia da informação, tornou a geração de energia mais atraente para pequenos investidores.

A liberalização de fato da IEE norte-americana começou após a publicação do *Energy Policy Act*, em 1992, com resultados e propostas bastante diferentes em vários dos 50 estados. Os casos extremos são os da Califórnia e do PJM. Segundo MICHAELS (4), as experiências catastróficas na Califórnia, que resultaram em aumentos de 500% nos preços no atacado entre 1999 e 2000, foram causadas pela desverticalização apressada e obrigatória, com o compromisso de que as concessionárias desverticalizadas pudessem recuperar rapidamente seus custos enalhados, causados pelo elevado custo da geração nuclear e por contratos de longo prazo desvantajosos. A recuperação de tais custos havia sido viabilizada por meio do congelamento das tarifas aos consumidores, os quais não puderam absorver as variações de preços do mercado *spot*. Segundo BORENSTEIN (5), vários estudos empíricos também indicam que os geradores exerceram poder de mercado.

Ao contrário do caso da Califórnia, o PJM é geralmente considerado o mercado de energia norte-americano mais bem sucedido. Originalmente abrangendo os estados da Pensilvânia, Nova Jersey e Maryland, o PJM é uma RTO (*Regional Transmission Organization*) que opera atualmente em 13 estados e em Washington D.C., coordenando o maior mercado atacadista existente. Os agentes do PJM são geradores, empresas de transmissão, distribuidoras, comercializadoras e grandes consumidores, perfazendo 165 GW de capacidade instalada. Ao contrário do ocorrido na Califórnia, no PJM a desverticalização não foi tornada obrigatória (6).

### 2.1.2 Inglaterra e País de Gales

Antes da privatização ocorrida no início dos anos 90, a IEE inglesa era dominada pela CEGC (*Central Electricity Generating Board*), empresa criada em 1947 e que gerava e transmitia energia elétrica na Inglaterra e no País de Gales. A distribuição de energia era feita por 12 empresas regionais, denominadas RECs (*Regional Electricity Companies*). A privatização dividiu a CEGC em duas empresas privadas de geração (*PowerGen* e *National Power*) e uma empresa de transmissão. As usinas nucleares não foram incluídas no processo de privatização, sendo incorporadas na *Nuclear Electric*. Alguns anos após o início do funcionamento do mercado *spot* inglês, e apesar da entrada de vários novos geradores, ficou claro que o sistema não incentivava o despacho ótimo e ainda permitia a manipulação do mercado, especialmente por causa da concentração de poder nas duas grandes geradoras, mas também por causa da ausência de ofertas de preços pelo lado da demanda (7).

Como resultado das deficiências do *Pool*, em 2001 foi criado o NETA (*New Electricity Trading Arrangements*), o mercado *spot* foi extinto e a negociação de energia foi descentralizada, criando-se as possibilidades de se firmar contratos bilaterais ou de se usar o mecanismo de contabilização e liquidação do NETA, agora operado pela *Elxoxon*, e com incentivos à participação do lado da demanda nos leilões. Uma versão entendida do NETA, denominada BETTA (*British Transmission and Trading Arrangements*) incluiu também a Escócia, que havia sido excluída da desregulamentação anterior.

A reforma instituída com o NETA tornou a IEE britânica mais semelhante à IEE de outros países da União Europeia, particularmente no caso bem sucedido da Noruega. Contudo, de acordo com NEWBERY (8), o NETA reforçou as pressões pela integração vertical, diminuindo a liquidez do mercado e aumentando as barreiras de entrada. A verticalização não é proibida no Reino Unido, mas as fusões e aquisições devem ser aprovadas pela Comissão da Concorrência<sup>2</sup>.

### 2.1.3 Alemanha

Como em muitas partes do mundo, a IEE alemã era anteriormente regulamentada com base no custo do serviço, mas, contrariamente ao caso usual, era dominada por empresas privadas. O regulador alemão só foi instituído em 2005, com a criação do acesso livre a terceiros e de uma estrutura de incentivos para controlar os encargos de transmissão. A regulação mínima, embora desejável em algumas circunstâncias, possibilitou a integração vertical e a fusão de empresas, a ponto das empresas de gás poderem atuar também na comercialização de energia elétrica junto a consumidores residenciais, oferecendo operações casadas danosas à concorrência.

### 2.1.4 Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca

Em 1991, a Noruega tornou-se o primeiro país europeu a desregulamentar sua IEE. A *Statnett* foi estabelecida como operador do sistema de transmissão e, inicialmente, passou a operar também a bolsa de energia, transformada no *Nord Pool* em 1993. Em 1996, a Suécia uniu-se ao *Nord Pool*, detendo atualmente metade da participação acionária desta empresa. Em 1998, a Finlândia também liberalizou seu mercado de energia, seguida pela Dinamarca, em 2002. Ambos os países se uniram ao *Nord Pool*, que forma atualmente a maior bolsa multinacional de energia.

A desregulamentação nos países nórdicos foi marcada pela desverticalização desde o início. Somente na Noruega existem atualmente 200 fornecedores de energia, competindo entre si no *Nord Pool* ou via contratação bilateral, visto que a negociação no *Pool* não é obrigatória. A competição no varejo também é intensa. Na Suécia, mais de 55% dos consumidores mudaram de fornecedor desde 1998, ou renegociaram seus contratos com o fornecedor atual. Como esperado, a maior parte dessa mudança concentra-se no setor industrial, mas os consumidores residenciais também mudaram bastante de fornecedor, especialmente porque o custo da mudança para tais consumidores é bastante baixo, já que não existem requisitos para a instalação de medidores especiais.

## 2.2 Desverticalização no Brasil

A IEE brasileira verticalizou-se de maneira diferente em cada estado da União, especialmente durante o período de 1957 a 1992, conhecido como “Era da Regulamentação”. Não havendo competição nem participação privada, a verticalização era a opção adotada sempre que possível, e as estruturas empresariais eram usadas pelos governos estaduais como instrumentos de desenvolvimento e poder. Em quatro estados (Rio Grande do Sul, Paraná, São Paulo e Minas Gerais), as empresas se verticalizaram completamente, assumindo as atividades de geração,

<sup>2</sup> *Competition Commission*, até 1999 denominada *Monopolies and Mergers Commission*.

transmissão, distribuição e comercialização de energia. A Eletrobrás, no papel de *holding*, passou a atuar com intensidade nos segmentos de geração e transmissão, com alguma atuação ainda no segmento de distribuição, por meio de suas subsidiárias Light e Escelsa.

A primeira reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), ocorrida a partir de 1986 com a instituição do Projeto RE-SEB, não tornou a desverticalização obrigatória. Mesmo assim, o consórcio de consultores liderado pela *Coopers & Lybrand* recomendou fortemente a separação das atividades do setor. As justificativas eram que a desverticalização: (a) forneceria uma base para que os geradores pudessem competir entre si de forma justa, pois os resíduos do monopólio vertical poderiam permitir relações privilegiadas entre uma geradora e uma distribuidora, em detrimento dos interesses dos consumidores; (b) asseguraria que uma parcela suficiente do mercado atacadista de energia pudesse ser livremente acessada por todos os geradores; (c) forneceria condições atrativas para a entrada de novos geradores, ajudando a construir um ambiente de confiança para investimentos no Brasil (9).

Apesar do espírito auspicioso da época, interesses políticos regionais e a crise energética iniciada em 2001 impediram a desverticalização e privatização total do SEB. Contudo, cabe salientar que, embora a desverticalização não tenha sido concluída durante a primeira reestruturação do SEB, o *unbundling* (cobrança em separado de produtos e serviços), outra recomendação dos consultores, foi instituído com sucesso. Tal recomendação foi totalmente implementada com a criação das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Dessa forma, tanto consumidores livres quanto cativos podem ter uma idéia mais precisa<sup>3</sup> dos pagamentos referentes ao uso do sistema e à energia efetivamente consumida.

A nova reestruturação do SEB, ocorrida a partir da publicação da Lei 10.848, de março de 2004, que criou o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), tornou obrigatória a separação dos segmentos de geração e distribuição, sem que fosse feita qualquer restrição à verticalização dos segmentos de geração e transmissão. O princípio da competição na geração foi mantido e o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi transformado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que incorporou novas funções. A posterior regulamentação da Lei 10.848, feita por meio do Decreto 5.163/2004, que também proibiu o auto-suprimento ("*self-dealing*"), deixou claro que a intenção era separar a atividade de distribuição das de geração e transmissão, podendo a geração e a transmissão permanecer verticalizadas.

Como resultado da nova legislação, mesmo as empresas de menor porte, detentoras de pequenos ativos de geração ou de meras participações acionárias em empresas de geração, tiveram que alienar seus ativos. A despeito da grande discussão causada com o processo de desverticalização, especialmente nos estados do Paraná e de Minas Gerais, o Ministério de Minas e Energia apresentou as seguintes justificativas para desverticalizar o SEB: (a) preservação da identidade de cada concessão e da própria atividade; (b) redução de contaminações na formação dos custos e da base de remuneração de cada atividade do serviço público; (c) aumento da transparência da gestão de cada atividade, permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; (d) facilidade em identificar a base de remuneração de cada atividade ou concessão; (e) redução da possibilidade de que os recursos de uma atividade do serviço público sejam utilizados em atividades competitivas ou em outras, comprometendo a expansão e a melhoria da prestação do serviço concedido; (f) redução da possibilidade de que captações de recursos, com finalidade de financiar uma atividade do serviço público, comprometam captações necessárias a outras atividades do serviço público, exercidas conjuntamente (10).

No início de 2007, a maioria das empresas havia atendido o Decreto 5.163, seja por meio da alienação de ativos, seja por meio da criação de subsidiárias integrais. Nesse último caso, resta a dúvida se a estrutura desverticalizada formal não será permeada por uma "estrutura sombra" interna, informal e verticalizada. De qualquer forma, o decreto está atendido, pelo menos no que diz respeito à necessidade de celebração de contratos entre as partes, aumentando-se a transparência das operações e evitando-se o "*self-dealing*". As empresas que ainda não se desverticalizaram estão expostas a penalidades por parte da ANEEL.

Apesar das vantagens apresentadas pelo MME, a desverticalização implica também em algumas desvantagens, como indicam SANTANA e OLIVEIRA (13): (a) possível elevação dos custos de transação; (b) multiplicação dos contratos e; (c) perda da complementaridade entre os segmentos de geração e transmissão. Além destas, cabe citar a exposição dos geradores aos preços *spot*, exigindo contratação de *hedge*. No Brasil, o item (c) não se aplica totalmente, pois, além da desverticalização dos segmentos de geração e transmissão não ser obrigatória, o despacho eletroenergético é feito de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Contudo, pode haver perda de complementaridade na expansão da geração e da transmissão. A questão dos custos de transação, também relacionada à multiplicação dos contratos, é discutida na seção a seguir.

### 3.0 - A NATUREZA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

O conceito de custos de transação foi introduzido pelo economista Ronald Coase, em 1937, trabalho que lhe rendeu o prêmio Nobel de Economia<sup>4</sup> de 1991 (11). Coase não introduziu propriamente o termo "custos de transação", que parece ter se originado espontaneamente em meio aos economistas da nova escola institucionalista.

<sup>3</sup> Mas não uma idéia totalmente precisa, por causa dos inúmeros encargos setoriais embutidos nas tarifas.

<sup>4</sup> A rigor, "Prêmio de Ciências Econômicas do Banco Nacional da Suécia em Homenagem a Alfred Nobel".

Posteriormente, a “economia dos custos de transação” tornou-se conhecida por meio dos trabalhos do economista Oliver E. Williamson e outros, como Douglass North e Harold Demnsetz.

Coase iniciou sua formulação com uma pergunta simples, tão óbvia que, segundo ele mesmo, passou despercebida pelos economistas anteriores a ele: por que e em quais circunstâncias podemos esperar o surgimento de uma firma? Em outras palavras, se o mercado é um ambiente tão eficiente para alocar preços e produtos, por que o mundo é povoado por firmas e não por trabalhadores autônomos, produzindo produtos próprios e comprando outros produtos e serviços no mercado? A resposta de Coase é que parece haver custos implícitos em se utilizar o mercado e a constituição de uma firma tenderia a reduzir tais custos, conhecidos modernamente como “custos de transação”, de natureza diversa dos tradicionais custos de produção, dos quais se ocuparam os economistas antes de Coase. Uma firma internalizará uma atividade sempre que o custo de usar o mercado for superior ao custo de organizar a produção internamente. Existem vários tipos de custos de transação. Dentre os mais comuns, encontram-se:

- 1) **Custo da informação:** caso uma firma deseje contratar um serviço ou produto no mercado, em vez de produzi-lo internamente, deverá gastar tempo e recursos em busca de informações sobre os produtos e suas características (preços, prazos, etc).
- 2) **Custos de agenciamento:** estes custos surgem da busca por alternativas de contratação no mercado. Quanto menor a organização de canais de informação no setor, maiores serão os custos de agenciamento. O aumento do conhecimento do mercado por parte dos agentes, especialmente com a multiplicação de consultorias e comercializadoras, tende a reduzir tais custos.
- 3) **Custos associados a incertezas:** contratos de médio e longo prazo são imperfeitos e existem incertezas ao longo da vigência dos mesmos. Para se proteger contra tais incertezas, os agentes podem contratar seguros, os quais têm custos. Os custos com incertezas diminuem com o aumento da maturidade do mercado e com a diminuição da incerteza regulatória.
- 4) **Custos de gestão contratual (“enforcement”):** devido à assimetria de informações e à possibilidade de comportamento oportunista por parte dos agentes, a celebração de contratos bilaterais implica em custos para se detectar violações contratuais e para se estabelecer penalidades.

A história econômica das organizações e a teoria dos custos de transação indicam que, deixadas por si mesmas, as empresas da IEE tenderiam a se verticalizar ao máximo. Ao mesmo tempo, qualquer empresa da IEE, verticalizada ou não, atuando em ambiente desregulamentado, tenderia a aumentar sua base horizontal de operações, como medida para maximizar seus lucros. Em contrapartida, nem a integração vertical, nem a integração horizontal resultariam em menores custos finais, pois uma empresa desse tipo poderia usar seu poder de mercado para garantir seus próprios interesses às expensas do consumidor. Ainda assim, a história organizacional também indica que há um limite econômico para a expansão horizontal de uma empresa, acima do qual os custos de transação não podem ser reduzidos por meio da verticalização. Caso contrário, cada país ou região seria dominado por uma única empresa, monolítica, monopolista e totalmente verticalizada.

Em vários países que desregulamentaram suas IEEs, anteriormente dominadas por empresas monopolistas, verticalizadas e avessas à competição, um argumento freqüentemente usado a favor da liberalização é a comparação com outros setores da economia. Contudo, comparações com a indústria do gás ou das telecomunicações, desregulamentadas com sucesso em várias partes do mundo, ou ainda com as indústrias desverticalizadas do Vale do Silício, não são adequadas. A razão reside nos determinantes dos custos de transação, estabelecidos por WILLIAMSON (12) e que podem ser divididos em três grupos: (a) freqüência com que as transações ocorrem; (b) grau e tipo de incertezas a que as transações estão sujeitas e; (c) especificidade dos ativos.

Um ativo é considerado específico se não puder ser reempregado em usos alternativos, a menos que sofra perda em seu valor produtivo. Segundo SANTANA e OLIVEIRA (12, p.161), a especificidade dos ativos da IEE reflete-se na intensividade do capital, na interdependência entre os ativos e na geração de externalidades<sup>5</sup> positivas e negativas. No caso do SEB, por exemplo, é fácil observar que o acoplamento hidráulico entre as usinas hidrelétricas constitui um importante caso de interdependência entre ativos. De fato, há no SEB vários casos de usinas hidrelétricas ocupando uma mesma cascata de um rio, algumas vezes pertencentes a mais de um proprietário, como ocorre no Rio Iguaçu, no Paraná. Caso o despacho energético fosse deixado por conta de cada proprietário, um deles poderia atuar de forma a prejudicar o outro, gerando uma externalidade negativa, ou ajudar, gerando uma externalidade positiva. A melhor maneira de resolver tal conflito é por meio da operação centralizada, ainda que constitua uma solução bastante técnica e pouco comercial. Tal cenário é muito diferente daquele existente em setores como o de telecomunicações ou do gás. A competição é benéfica aos consumidores, mas deve ser implantada pelos motivos corretos.

Apesar da existência dos custos de transação, segundo BORENSTEIN (5) outras características podem tornar os mercados mais atraentes em comparação à verticalização: (a) a energia elétrica é uma *commodity* homogênea; (b) a energia elétrica pode ser negociada de maneira centralizada; (c) contratos bilaterais podem ser firmados com

<sup>5</sup> Um exemplo de externalidade negativa no SEB são os impactos ambientais causados pela construção de usinas. Um exemplo de externalidade positiva é o acréscimo de energia assegurada proporcionado pela construção de uma usina hidrelétrica.

relativa facilidade. Acrescente-se ainda que a atuação de agentes especializados na comercialização de energia pode conferir maior liquidez à IEE, aproximando consumidores de geradores e prestando assessoria nos detalhes mais intrincados do funcionamento do mercado, especialmente no que diz respeito à interação com o poder regulador e com os operadores do sistema e do mercado.

Assim, existe um *trade-off* claro entre os custos de transação e as vantagens comerciais e competitivas decorrentes da liberalização do mercado. Embora as vantagens comerciais diretas sejam facilmente mensuráveis e quase sempre repassadas aos consumidores, sob a forma de menores preços, também existem vantagens estratégicas mais sutis do ponto de vista das empresas, como visto na seção a seguir.

#### 4.0 - A NATUREZA DAS FORÇAS PROPULSORAS

Além do incentivo à competição, a desverticalização traz vantagens estratégicas para as empresas. De acordo com ROBERT (13), que se baseou no estudo de mais de 400 empresas de diversos setores, existem dez áreas estratégicas importantes: (1) conceito de produto ou serviço; (2) tipo de usuário ou cliente; (3) tipo ou categoria de mercado; (4) capacidade de produção; (5) tecnologia ou *know-how*; (6) método de vendas ou marketing; (7) método de distribuição; (8) exploração de recursos naturais; (9) tamanho ou crescimento; (10) retorno ou lucro.

ROBERT (13) afirma ainda que, embora todas as dez áreas sejam importantes para uma empresa, apenas uma delas desempenha a liderança da estratégia organizacional. Essa área-líder é denominada força propulsora e determina que tipo de decisões a organização irá tomar, que valores seguirá, que tipo de vantagens competitivas conseguirá obter, etc. Contudo, poucos executivos reconhecem formalmente a existência das forças propulsoras ou compreendem que são, a um só tempo, senhores e escravos delas.

Na IEE as forças propulsoras mais importantes são as de número 5 a 10. Os geradores de energia elétrica, por exemplo, têm sua força propulsora na exploração de recursos naturais. Empresas que dispõem de uma única forma de levar seus produtos ou serviços até seus clientes são orientadas pelo método de distribuição. Esse, naturalmente, é o caso das distribuidoras e transmissoras de energia elétrica. A verdadeira força de tais empresas reside na capacidade em manter as linhas de transmissão e redes de distribuição em condições operacionais e com interrupções mínimas. No caso das distribuidoras, a elevada capilaridade das redes representa uma vantagem competitiva percebida há muito por outras empresas, como operadoras de telefonia e de TV a cabo.

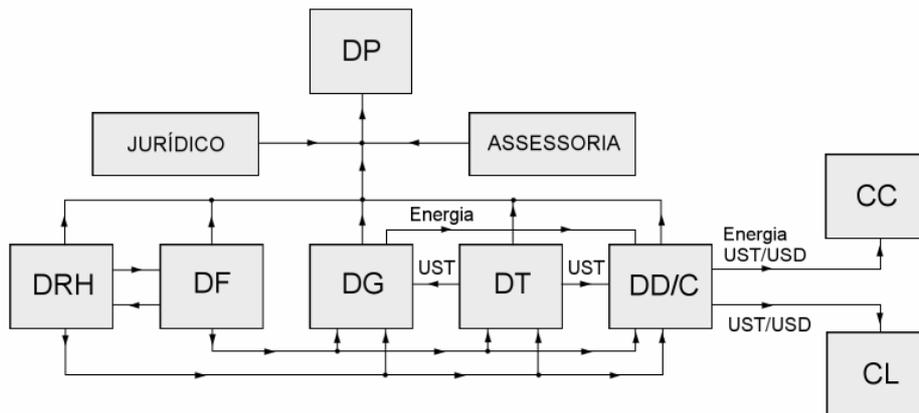
Do ponto de vista da teoria das forças propulsoras, a existência de mais de uma força em uma mesma empresa conduz a conflitos internos, decorrentes da competição por recursos escassos, o que prejudica o atendimento aos clientes e direciona energias para atividades não produtivas. A desverticalização é, portanto, recomendada como forma de aumentar a eficiência e melhorar a competitividade.

Um fato relevante é o de que executivos das empresas de geração, transmissão e distribuição não podem escolher qual será a força propulsora de suas organizações. O próprio negócio e o arcabouço regulatório fazem tal escolha. Executivos de comercializadoras de energia, por outro lado, são mais livres para escolher a força propulsora. A análise da força por trás de cada uma das comercializadoras brasileiras foge ao escopo do presente artigo, mas, resumidamente, pode-se aventar que a escolha se concentra nas forças de números 1 (produto ou serviço), 2 (tipo de usuário), 3 (tipo de mercado), 5 (tecnologia), 6 (método de vendas), 9 (crescimento) e 10 (lucro). É essa liberdade de escolha que confere às comercializadoras uma flexibilidade estratégica e operacional que nenhum outro agente da IEE tem.

É curioso observar, embora se trate de uma questão semântica, que a estrutura interna de uma empresa verticalizada não é realmente vertical, mas horizontal. De fato, em uma empresa da IEE a área de distribuição não está hierarquicamente subordinada à de transmissão, e a área de transmissão não está subordinada à de geração. A figura 1 apresenta um organograma do fluxo de bens e serviços de uma empresa verticalmente integrada típica, onde o *self-dealing* é permitido e onde existem consumidores livres e cativos. Removendo-se a figura do consumidor livre, teríamos o caso de uma empresa verticalizada encontrada em vários lugares do mundo antes de 1990. Note-se que todas as diretorias são hierarquicamente e verticalmente subordinadas ao Diretor-Presidente e trocam bens e serviços entre si de maneira horizontal. A diretoria de distribuição vende energia elétrica e serviços de distribuição aos consumidores cativos, repassando também os serviços de transmissão. No caso dos consumidores livres, esta diretoria vende apenas serviços de distribuição e repassa os serviços de transmissão, pois os consumidores livres, de maneira não indicada na figura 1, compram energia de outros geradores e comercializadores.

Um fato freqüentemente ignorado pelos economistas institucionalistas é que, em uma empresa verticalizada da IEE, a única diretoria que tem contato com os consumidores é a de distribuição e comercialização. As demais diretorias não estão sujeitas à pressão exercida pelos consumidores e, assim, têm menores incentivos para melhorar a qualidade de seus produtos e serviços. Embora cada uma das diretorias, incluindo a do Diretor-Presidente, tenha suas próprias forças propulsoras, a diretoria de distribuição deverá repassar internamente suas próprias prioridades, resultando em atrasos, desgastes e competição pelos recursos financeiros escassos da organização. Em particular, no caso de uma empresa verticalizada imersa em um ambiente de planejamento indicativo, a diretoria de distribuição sempre poderia argumentar que seria mais fácil e mais barato comprar energia no mercado do que deixar a diretoria de geração construir novas usinas. Usando tal argumento, a área de distribuição

poderia garantir para si recursos mais volumosos, mas a expansão da geração seria prejudicada por esse *trade-off* interno. Assim, a compatibilização das forças propulsoras hierarquizadas, embora possível, exige estruturas administrativas profissionais e permanentes, o que nem sempre é o caso no ambiente constantemente mutável da IEE.

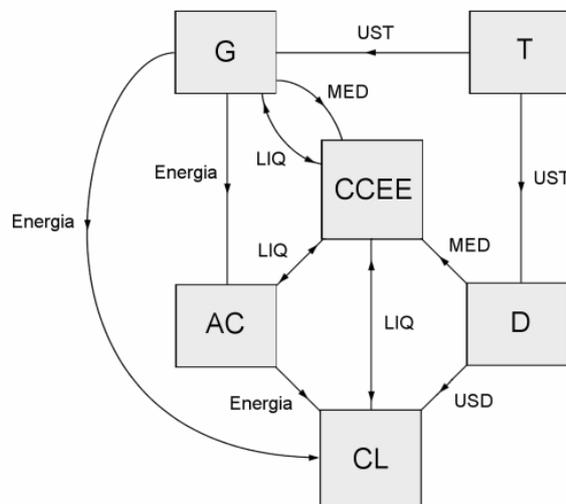


NOTA:

DP=Diretor-Presidente; DRH=Diretoria de Recursos Humanos; DF=Diretoria Financeira; Diretoria de Geração; DT=Diretoria de Transmissão; Diretoria de Distribuição e Comercialização; CC=Consumidor Cativo; CL=Consumidor Livre; UST=Uso do Sistema de Transmissão; USD=Uso do Sistema de Distribuição.

FIGURA 1 – Fluxo de bens e serviços em uma empresa verticalizada.

A figura 2 mostra uma parte do fluxo de bens e serviços no ACL, agora totalmente desverticalizado. Nesse ambiente, as empresas de geração vendem energia diretamente aos consumidores livres ou por meio de comercializadoras de energia. Para terem acesso à rede, tanto as empresas de geração quanto distribuidoras e consumidores livres devem contratar os serviços das empresas de transmissão. A contabilização e liquidação financeira da CCEE são conduzidas após o recebimento dos dados de medição de energia dos geradores e consumidores, sendo estes últimos representados pela distribuidora local no processo de medição. A distribuidora, prestando apenas serviços de acesso à rede de distribuição, não participa diretamente da liquidação, pois não vende energia aos consumidores.



NOTA:

G=Empresa de Geração; T=Empresa de Transmissão; AC=Agente de Comercialização; D=Empresa de Distribuição; CCEE=Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; CL=Consumidor Livre; UST=Uso do Sistema de Transmissão; USD=Uso do Sistema de Distribuição; LIQ=Liquidação Financeira da CCEE; MED=Dados de Medição de Energia Elétrica.

FIGURA 2 – Fluxo de bens e serviços no ACL.

É fácil perceber que, nessa estrutura, todas as empresas têm um ou mais clientes. Logo, cada empresa pode se concentrar na sua própria força propulsora de maneira mais eficiente. Embora cada uma das empresas tenha suas próprias diretorias financeiras e de RH, a hierarquia interna de forças propulsoras é reduzida e mais facilmente administrável. Apesar da existência de custos implícitos em se usar a estrutura de mercado (os custos de transação), pode-se argumentar que também há custos implícitos em se usar a hierarquia de forças propulsoras. A rela-

ção entre tais custos é um dos grandes determinante do sucesso de um setor econômico desverticalizado. Assim, a recente desverticalização do SEB cria um ambiente econômico bastante interessante para a realização de futuras avaliações empíricas a respeito dos custos de transação e dos custos das forças propulsoras.

## 5.0 - CONCLUSÃO

A desverticalização do SEB, tornada recentemente obrigatória, criou um ambiente propício para o estudo das vantagens e desvantagens do processo, o que certamente irá resultar em vários estudos teóricos e empíricos. Devido às características particulares de cada estado brasileiro, por exemplo, é provável que o conflito entre custos de transação e forças propulsoras tome contornos diversos em cada região. Todavia, algumas dúvidas persistem a respeito da desverticalização do SEB. Por um lado, o Governo Federal, por meio da ANEEL e do MME, tomou medidas rigorosas para assegurar que a desverticalização fosse totalmente implementada, de modo a permitir competição transparente no ACR e no ACL. Por outro lado, é de conhecimento geral que o atual governo não é favorável à privatização das demais empresas do SEB, particularmente no que diz respeito às geradoras. Sendo assim, tais geradoras, especialmente as federais, continuarão a ter participação expressiva e decisiva nos leilões do ACR. A principal pergunta que resta em aberto é, portanto: por que empresas estatais de geração desejariam, ou deveriam, competir entre si?

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) DILORENZO, T.J. The myth of natural monopoly. *The Review of Austrian Economics*, v. 9, n. 2, p. 43-58, 1996. Disponível em: <[http://www.mises.org/journals/rae/pdf/rae9\\_2\\_3.pdf](http://www.mises.org/journals/rae/pdf/rae9_2_3.pdf)>. Acesso em: 19 mar. 2007.
- (2) PRIMEAUX, W.J. *Direct utility competition: the natural monopoly myth*. New York: Praeger, 1986.
- (3) VANDOREN, P.M. *The deregulation of the electricity industry: a primer*. Cato Institute, Policy Analysis, out. 1998. Disponível: <<http://www.cato.org/pubs/pas/pa-320.pdf>>. Acesso em: 19 mar. 2007.
- (4) MICHAELS, R.J. *Vertical integration and the restructuring of the U.S. electricity industry*. Cato Institute, Policy Analysis, jul. 2006. Disponível: <<https://www.cato.org/pubs/pas/pa572.pdf>>. Acesso em: 19 mar. 2007.
- (5) BORENSTEIN, S. *The trouble with electricity markets: understanding California's restructuring disaster*. *Journal of economic perspectives*, v. 16, n. 01, 2002, p. 191-211. MANSUR, E.R. *Vertical integration in restructured electricity markets: measuring market efficiency and firm conduct*. CSEM Working Paper 117, out. 2003. Disponível: <<http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/csemwp117.pdf>>. Acesso em: 19 mar. 2007.
- (6) TOVEY, N.K. *Recent changes in the electricity markets in the U.K.* In: 3rd International Conference: Operational Experience and Practice of European Electricity Markets, Moscow. Eurosibenergo: p. 1 – 14.
- (7) NEWBERY, D. *Market design*. In: *Implementing the internal market of electricity – proposals and time tables*, set. 2005. Brussels. Disponível: <<http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0515.pdf>>. Acesso em: 19 mar. 2007.
- (8) COOPERS & LYBRAND. *Stage IV – Electricity sector restructuring project – draft consolidated report IV – 1, volume II: commercial and regulatory design*. Rio de Janeiro: MME/SEN/ELETROBRÁS. p. 55, jun. 1997.
- (9) BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Modelo institucional do setor elétrico*. Brasília, dez. 2003. Disponível em <[http://ucel.eln.gov.br/gse\\_doc/Modelo\\_Energia.pdf](http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/Modelo_Energia.pdf)>. Acesso em: 19 mar. 2007.
- (10) COASE, R.H. *The nature of the firm*. *Economica*, v. 4, n. 16, p. 386-405, nov. 1937. Disponível: <<http://www.cerna.ensmp.fr/Enseignement/CoursEcolIndus/SupportsdeCours/COASE.pdf>>. Acesso em: 19 mar. 2007.
- (11) WILLIAMSON, O.E. *Transaction cost economics: the governance of contractual relations*. *Journal of Law and Economics*, v. 22, n. 2, p. 233-261, 1979.
- (12) SANTANA, E.A.; OLIVEIRA, C.A.V. *A estrutura de governança da indústria de energia elétrica – uma análise através da economia dos custos de transação*. *Revista de Economia Contemporânea*, v. 4, n. 1, p. 147-178, 2000.
- (13) ROBERT, M. *Estratégia: como empresas vencedoras dominam seus concorrentes*. trad. June Camargo. São Paulo: Negócio Editora, 1998.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Alvaro Augusto de Almeida nasceu em 18/11/1965, formou-se em Engenharia Industrial Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná (atual UTFPR) e tem pós-graduação em Finanças Empresariais pelo ISAE/FGV. De 1992 a 1994, trabalhou na Telecomunicações do Paraná, Telepar, vindo a ocupar o cargo de gerente da Divisão de Coordenação de Curitiba. De 1994 a 2001, trabalhou na Copel, em funções relacionadas ao planejamento da expansão da geração e comercialização de energia, vindo a representar a empresa nas atividades do Grupo de Trabalho para Análise do Programa Decenal de Geração, coordenado pela Eletrobrás, e no Programa Custos de Interrupção de Fornecimento de Energia da Copel. Atualmente é Diretor Técnico-Financeiro da Electra Comercializadora de Energia e professor do curso de Engenharia Industrial Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), onde leciona as disciplinas de Conversão Eletromecânica de Energia, Sistemas Elétricos de Potência e Planejamento de Sistemas Energéticos, desde 1991.