

QUANDO A LIVRE ENTRADA NÃO É SOCIALMENTE DESEJÁVEL: DISCUSSÃO DO ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Edvaldo Alves de Santana*

Resumo: Este trabalho tem como objetivo principal mostrar que, em uma indústria organizada sob a forma rede e com elevada participação de *sunk costs*, existe uma relação ótima entre a entrada socialmente desejável e a proteção da firma incumbente contra entrada predatória. Para o caso específico do setor elétrico brasileiro, em que o novo modelo pressupõe que haja competição pelos consumidores livres, conclui-se, utilizando-se conceitos da *inefficient entry* e do *access price problem*, que a não interpretação correta das condições de tal competição pode resultar em acomodação da incumbente e, conseqüentemente, em prejuízos relativamente ao atendimento da demanda, o que ajudaria a explicar boa parte da crise atual.

Palavras chaves: Eletricidade; access price problem; inefficient entry.

Classificação JEL: L11

Abstract: The main target of this paper is to show that in an industry organized as a network and having a high participation level of sunk costs, there is a relationship between the socially desired entry and the company protection against predatory entry. For the specific case of the Brazilian Electric Sector, in which a new model assumes the competition by the free customers, it follows that, utilizing the “inefficient entry” and “access price problem” concepts, the incorrect interpretation of the competition conditions can result in a accommodation of the company strategies and, as a consequence, the relative damage to demand supplying that could partially explain the actual crisis.

Key words: Electricity; access price problem; inefficient entry

JEL Classification: L11

Área 04

* Professor Titular do Depto de Economia da UFSC e Coordenador do Núcleo de Estudos da Economia da Energia.

1. Introdução

Os diversos programas de reestruturação em setores de infra-estrutura, como estradas, saneamento, telecomunicações e energia elétrica, têm chamado a atenção dos pesquisadores de diversos campos de atuação da organização industrial. No caso da energia elétrica, foco deste trabalho, em geral os novos desenhos da indústria¹ têm alguns pontos em comum, os quais seguem o padrão adotado no Reino Unido, que tem como premissa básica o estabelecimento de um ambiente de competição no âmbito da indústria. Dentre tais semelhanças destacam-se a exigência de desverticalização, a criação de um mercado *spot*, a obrigatoriedade de compra e venda de energia neste mercado *spot*, a criação das figuras do produtor independente de energia, do consumidor livre e do operador independente e o livre acesso de todos os agentes aos sistemas de transmissão e distribuição.

Ainda que os argumentos para o estímulo à competição sejam razoavelmente consistentes, existem sérias razões para se contra-argumentar que esta competição é, no mínimo, muito difícil de ser alcançada nos diversos segmentos da cadeia de produção, no caso, na geração, na transmissão, na distribuição e na comercialização de energia. É possível entender-se, até, que boa parte do sub-investimento que vem acontecendo desde o final dos anos 90 no setor elétrico brasileiro seja explicado pelo paradigma da competição no novo modelo, o que também aconteceu em outros países (David e Wong, 1994).

É essencial, neste caso, a análise das condições segundo as quais a entrada sem qualquer tipo de restrição afeta o bem estar da sociedade (ao que Armstrong (1999) denomina de *inefficient entry*), assumindo-se aqui que a redução do ritmo dos investimentos, por interferir na oferta de eletricidade, acaba prejudicando o desempenho da indústria, com limitações na qualidade do fornecimento, podendo chegar até mesmo a racionamentos. Ou seja, é prudente que seja avaliada a relação entre os esforços, por meio de regulamentos, para a competição e seus efeitos sobre o desempenho da indústria de energia elétrica. Neste caso, a viabilidade de tal competição (Green, 1996; Joskow, 1997; Newbery, 1998) e a resolução do problema do monopólio natural em uma indústria em rede (Joskow e Schmalensee, 1983; Joskow, 1997; Borenstein, 1999; Borenstein et al 2000) são aspectos obrigatórios, qualquer que seja a abordagem a ser utilizada.

Vários são os textos que adotam diferentes referenciais teóricos para explicar a dificuldade de competição em sistemas elétricos, com ênfase especial para a Economia dos Custos de Transação, utilizada, por exemplo, por Joskow (1987, 1988a, 1988b, 1991, 1997) - sobretudo neste último -, Joskow e Schmalensee (1983), Hunt e Shutleworth (1996) e até para o caso brasileiro, o que foi efetuado por Araújo (1997), Oliveira (1998) e Santana e Oliveira (1998). A Teoria do Jogos também já foi aplicada para esse tipo de avaliação, podendo-se encontrar bons resultados nos trabalhos de Hobbs (1992), Tabors (1994) e Bai et. al. (1997).

Alguns resultados numéricos e detalhados, também a partir de diversos pontos de vistas teóricos, que complementam boa parte dos textos acima, foram encontrados em Ruusunen (1992), Arentsen e Künneke (1996), Rudnick et. al. (1996), Outherd (1998) e, principalmente, em Green e Newbery (1992), Green (1996), Newbery e Pollitt (1997), Newbery (1998), Wolfram (1998), Casazza (1997), Borenstein e Bushnell (1999) e Borenstein et al (2000). Estes trabalhos, ainda que importantes para o entendimento do problema e das semelhanças dos mecanismos de reforma que vêm sendo utilizados em diferentes países, têm como preocupação central, com raras exceções, o estudo das vantagens e desvantagens dos modelos que passaram a ser utilizados em países cujos parques de geração de energia possuem uma participação muito significativa de usinas termelétricas, de menor custo fixo e de maior viabilidade para a competição, e este não é o caso brasileiro.

O trabalho aqui proposto é uma contribuição para o estudo da competição em indústrias organizadas sob a forma de rede e tem como objetivo principal discutir a adequabilidade das

¹Aqui, os termos **indústria** e **setor**, quando fizerem referência à energia elétrica, têm o mesmo significado.

condições de competição na indústria de energia elétrica do Brasil, sobretudo no seu segmento de comercialização de energia. Neste sentido, a eficácia dos instrumentos utilizados na reestruturação é analisada à luz da natureza da indústria - hidrelétrica, com grandes distâncias entre as usinas e o centro de carga, de elevada volatilidade dos custos marginais de curto prazo e de forte necessidade de coordenação central. Na realidade, uma combinação de conceitos da *inefficient entry* e do *access pricing problem* é aqui aplicada para explicar em quais condições a competição no varejo da eletricidade poderia ser introduzida sem afetar o bem estar da sociedade e de que maneiras a natureza da indústria interfere na competição esperada pelo governo e no estabelecimento de tais condições.

O artigo está estruturado em mais quatro seções, além desta que introduz o trabalho. Na seção 2 é feita uma descrição das principais características da indústria de energia elétrica do Brasil, assim como é elaborado um rápido apanhado da nova configuração de tal indústria. As condições de competição no segmento de comercialização, parte central do artigo, são analisadas na seção 3, enquanto na seção 4 é realizada uma aplicação sucinta dos conceitos desenvolvidos. Finalmente, na seção 5, são apresentadas algumas conclusões julgadas mais relevantes.

2. Reestruturação e competição no setor elétrico brasileiro

A exemplo do que aconteceu em diversos países, especialmente no Chile, Argentina e Inglaterra, a indústria de energia elétrica do Brasil passou por importantes mudanças nos últimos cinco anos. Tais mudanças tinham como pressuposto básico a busca da eficiência por intermédio da competição e o cumprimento desse pressuposto estaria associado à implementação de medidas típicas de estímulo à concorrência nas indústrias em rede, destacando-se: (a) desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia; (b) criação da figura do operador independente do sistema (*independent system operator – ISO*), que no Brasil optou-se por chamar de Operador Nacional Sistema; (c) criação de um mercado *spot*, local onde seria contabilizada e liquidada financeiramente toda a transação de compra e venda energia no curto prazo; (d) criação de uma agência independente de regulação e fiscalização dos serviços; (e) criação das figuras do produtor independente de energia e do consumidor livre; e (f) definição de normas específicas para monitoramento do mercado e defesa da concorrência, o que implica a definição, por exemplo, de limites de concentração do mercado e de restrições para o auto-suprimento (*self-dealing*) de eletricidade entre empresas do mesmo grupo econômico ou controle societário.

São, portanto, medidas regulatórias que alteraram profundamente a estrutura de governança anterior (Santana e Oliveira, 1999), sobretudo no que diz respeito à redefinição do papel da Eletrobrás, que coordenava as etapas centrais do funcionamento do setor elétrico, e ao estabelecimento de arranjos contratuais para os negócios ao longo de toda a cadeia de produção. Em outras palavras, a governança hierárquica, que tinha em seu topo a Eletrobrás, foi transformada em uma governança híbrida (parte mercado e parte hierarquia), tendo em vista que a operação do sistema continuou sendo executada por meio de coordenação central (pelo ONS) e os contratos de compra e venda de energia passaram a ser derivados de um relacionamento (supostamente) competitivo nos segmentos de geração e comercialização.

Na prática, as medidas apontadas acima, especialmente as contidas em (a), (c), (e) e (f) definem o novo modelo brasileiro como sendo um modelo misto, de competição no atacado e no varejo², principalmente no primeiro, casos em que a livre entrada e o livre acesso às redes (ou

² Em um texto que descreve os diferentes modelos de estruturação da indústria de energia elétrica, Hunt e Shuttleworth (1996) definem quatro modelos típicos: monopólio (uma única firma, verticalizada), *purchase agency* ou monopsonio (uma firma seria responsável pela compra de toda a energia produzida pelas usinas, repassando-a para as distribuidoras), competição no atacado (as distribuidoras e comercializadoras podem escolher de qual usina deseja comprar energia) e competição no varejo (os consumidores têm liberdade para escolher de quem deseja comprar energia – usinas, distribuidoras e comercializadoras).

essentials facilities, como preferem Armstrong (2001), Cabral (2001) e Engel et al (2001)), passam a ser, em princípio, instrumentos obrigatórios das políticas regulatórias.

Sabe-se, no entanto, que o sistema elétrico brasileiro é abastecido por usinas onde predominam as hidrelétricas (cerca de 95% da oferta) e, neste caso, consideráveis ganhos de eficiência energética podem ser obtidos com a operação conjunta de tais usinas, situação em que as linhas de transmissão são elementos essenciais para a otimização do uso das instalações. Na realidade, em um sistema, como o brasileiro, em que as usinas estão localizadas (cada vez mais) longe dos centros de carga e em que as diferentes regiões geoeletricas têm regimes hidrológicos complementares (quando está seco em uma está úmido na outra), a “transferência de água” através das redes de transmissão é um dos fatores que mais determinam a expansão e a operação do sistema ao mínimo custo³. Em outras palavras, o livre acesso às redes em sistema como o brasileiro não é um mero instrumento para facilitar a concorrência. É também, e talvez muito mais, um mecanismo otimização de recursos energéticos.

Como se não bastassem todos os problemas decorrentes do aumento dos custos de transação em virtude do esquema de contratos que foi constituído (assunto muito bem discutido em Joskow (1997), Joskow e Kahan (2001) e Santana e Oliveira (1998)), um aspecto especial é que a cadeia de produção de energia elétrica possui segmentos que são monopólios naturais (as redes de transmissão e distribuição) e outros que, pressupõe-se, podem ser submetidos à competição (a geração e a comercialização). O problema é que, como mostrado nas próximas seções, tal competição, da forma como está sendo incentivada no modelo brasileiro, sobretudo no caso da competição pelos consumidores livres, pode ser um dos determinantes do desestímulo aos investimentos por parte da firma incumbente (ou acomodação, como preferem Nachbar et al (1998)), prejudicando o nível de bem estar – pela não expansão ou pela redução do ritmo de expansão da oferta de eletricidade.

Os efeitos das medidas acima estão sendo fortemente discutidos nos dias atuais, sobretudo após os graves problemas de abastecimento na Califórnia e no Brasil e o crescimento dos preços da energia no sistema PJM⁴. No caso da Califórnia, o problema pode ser explicado pelo exercício do poder de mercado por parte dos dois grandes geradores e pelo declínio dos investimentos em geração (Harvey e Hogan, 2001; Joskow e Kahn, 2001), enquanto no Brasil os fatores determinantes são o regime hidrológico desfavorável e, também, a falta de investimentos em transmissão, geração e até mesmo na distribuição.

3. Discussão das Condições de Competição

Pelo que se verifica da seção acima, um dos principais esforços do novo modelo brasileiro é no sentido de estimular a competição em um segmento da indústria - a distribuição - antes considerado monopólio natural. A obrigatoriedade de desverticalização, segregando tal segmento em distribuição - aluguel da rede - e comercialização - varejo de eletricidade -, foi a estratégia utilizada pelo governo. Neste tipo de estratégia, o alvo básico da competição seria o consumidor livre, que, na prática, constitui, por enquanto, a única categoria de consumo que teria condições técnicas e operacionais para selecionar de quem quer comprar energia, negociando diretamente o preço com os fornecedores - existentes ou novos entrantes. De outra parte, as empresas incumbentes terão dois conjuntos de consumidores: os cativos, que terão seus preços regulados, e os livres ou não regulados, que negociarão livremente os preços e as quantidades que desejam comprar.

O problema acima fica melhor compreendido se utilizarmos o gráfico abaixo, adaptado de Klemperer (1988) e Nachbar et al (1998).

³ Em um sistema com predominância de usinas térmicas, como acontece na Europa, nos EUA e na Argentina, a operação individualizada é mais facilmente executada e as linhas de transmissão são usadas mais para atendimento do consumo e não tanto para a otimização do uso dos recursos energéticos, como acontece no Brasil.

⁴ Nome dado ao *pool* de empresas de eletricidade dos estados Pensylvania, New Jersey e Maryland.

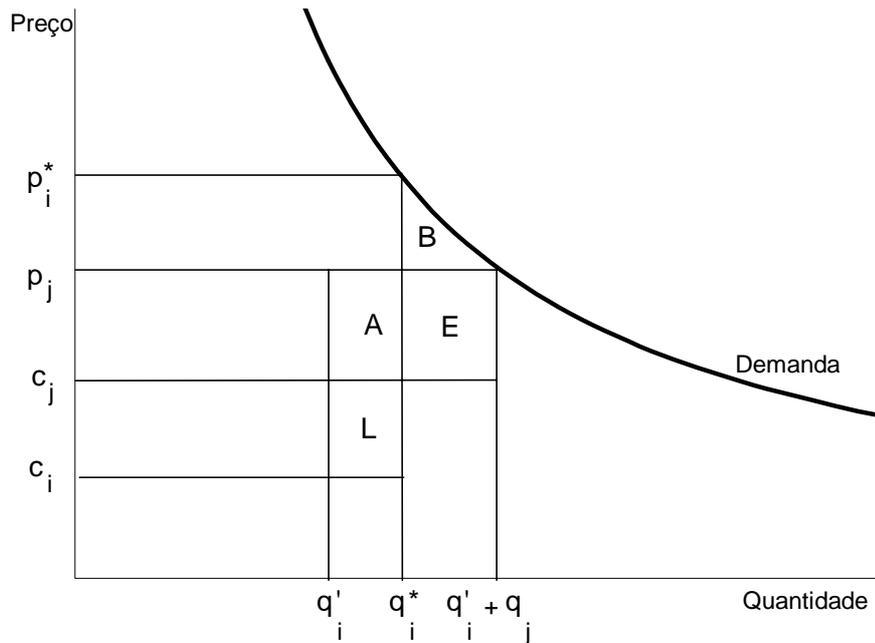


Figura 1 – Mudanças no bem estar social

As firmas incumbentes, em virtude das condições de competição que foram estabelecidas, podem ficar permanentemente ameaçadas de perder consumidores livres, o que prejudicaria seus resultados financeiros e, o que é mais grave, isto acabaria afetando o bem estar social, pelas seguintes razões: suponha que a firma incumbente, uma distribuidora verticalizada, esteja atendendo a demanda q_i^* a um preço p_i^* que é maior do que seu custo marginal c_i . Seus lucros extraordinários atraem um novo entrante (“j”) que procura atender ao mercado q_j a um preço $p_j < p_i^*$ e com $p_j > c_j$. Este novo entrante tem uma desvantagem de custo, o que faz $c_j > c_i$. Em um cenário assim configurado a quantidade total atendida seria $q = q_i^* + q_j$. Sucede, porém, que ao preço p_j a firma incumbente só poderia estar disposta a vender uma quantidade $q_i' < q_i^*$, reduzindo a quantidade total atendida para $q^a = q_i' + q_j$. A acomodação da incumbente, medida por $q_i^* - q_i'$, é o ponto central discussão acerca da entrada ineficiente e essencial para a definição de políticas regulatórias de estímulo à competição no segmento de consumidores livres.

As condições acima sugerem os seguintes resultados:

$$B = (p_i^* - p_j)[(q_i' + q_j) - q_i^*] / 2 \quad (1)$$

$$E = (p_j - c_j)[(q_i' + q_j) - q_i^*] \quad (2)$$

$$L = (c_j - c_i)(q_i^* - q_i') \quad (3)$$

$$A = (p_j - c_j)(q_i^* - q_i') \quad (4)$$

onde B e E são, respectivamente, os excedentes do consumidor e do produtor, L é a perda social pela acomodação da firma incumbente e A é o excedente que “i” deixou de ganhar em razão da entrada de “j”. No caso específico, a competição pelos consumidores livres de “i” só resultaria em bem estar social se $(B + E) > L$. Ou, como preferem, para o caso geral, Klemperer (1988) e Nachbar et al (1998), a entrada só é eficiente se $(B + E) - L > 0$. Neste mesmo caso, isto poderia ser

comparado com o custo de capacidade⁵ associado à energia acrescida pelo novo entrante, ou seja, a entrada seria benéfica para a sociedade se e somente se:

$$[(B + E) - L] \geq S_j \quad (5)$$

onde S_j é o custo de capacidade relacionado à energia nova.

O problema, portanto, consiste em criar mecanismos que, simultaneamente, permitam a competição pelos consumidores livres e não resultem em acomodação da incumbente. Em uma situação assim caracterizada, as condições de competição poderiam ser examinadas a partir do seguinte problema de otimização:

$$Max \pi_i = p_i^* q_i^* - c_i q_i^* - (1 - \lambda_i^*) q_i^* (p_i^* - p_t) \quad (6)$$

cujas restrições seriam:

$$\begin{aligned} p_i^* &\geq p_t \\ p_i^* &\geq c_i \end{aligned} \quad (7)$$

Neste problema, π_i é o lucro da firma incumbente “i”; p_i^* é o preço médio ótimo praticado pela firma incumbente para a venda de energia aos consumidores cativos ou não; q_i^* é a quantidade de energia vendida pela firma incumbente para todos os consumidores; p_t é o preço definido pelo regulador para o livre acesso aos consumidores livres do mercado da firma incumbente (inclui o aluguel das redes de transmissão e distribuição); c_i é custo marginal da firma “i” para atender sua demanda total (q_i^*); e λ_i^* é a proporção de energia que deve ser alocada como cativa para a firma incumbente minimizar sua acomodação, sendo, neste caso, $(1 - \lambda_i^*) q_i^*$ a parcela *contestável* do mercado de “i”. Observe-se que $[(1 - \lambda_i^*) q_i^* (p_i^* - p_t)]$ representa o custo oportunidade - para a firma incumbente - por permitir o acesso de um novo entrante, ou seja, quanto ela deixa de ganhar caso venha a perder mercado $[(1 - \lambda_i^*) q_i^*]$. Logo, dado um valor ótimo para λ_i^* , $[(1 - \lambda_i^*) q_i^*]$ seria um valor comparativo para o excedente do produtor, mostrado nas equações (2) e (4).

Assim, a dimensão do custo oportunidade também é um elemento fundamental para a avaliação das possibilidades de competição na indústria de energia elétrica, particularmente no seu segmento de distribuição, foco do trabalho aqui desenvolvido. Uma questão, portanto, consiste em discutir também os fatores que determinam as variações em tal custo oportunidade, daqui em diante denominado apenas β_i , ou seja,

$$\beta_i = (1 - \lambda_i^*) q_i^* (p_i^* - p_t) \quad (8)$$

Para o caso aqui analisado⁶, da competição no mercado de uma distribuidora verticalizada, a livre entrada, como já descrito por meio da equação (5), pode ser considerada socialmente desejável se $B + E - L > S_j$. Dessa forma, a livre entrada só seria vantagem para a sociedade se seus benefícios superassem os custos de capacidade (que são custos fixos e em geral têm elevada participação de *sunk costs*). O valor de β_i , de qualquer forma, é necessário para a determinação do preço do livre acesso. Assim, o preço ótimo do acesso poderia ser determinado como função do custo marginal de prover o acesso, que inclui os custos de geração, transmissão e distribuição (ou os custos de uma firma verticalizada), aqui chamado de c_i , e o custo oportunidade de facilitar o acesso, β_i . Logo, teríamos,

⁵ Em Klemperer (1988) e Nachbar et al (1998) a comparação é realizada considerando-se o *set-up cost*.

⁶ Ver demonstração detalhada para o caso geral em Nachbar et al (1998).

$$p_i^* = c_i - \beta_i / (1 - \lambda_i^*) q_i^* \quad (9)$$

Esta equação tem a mesma estrutura daquela definida por Armstrong et. al(1996) e retomada em Armstrong e Vickers(1998) para estudar o problema do preço do acesso em ambientes sujeitos à desregulamentação, para a qual é sugerida, na próxima seção, uma modificação importante.

Não custa lembrar, também, que o custo da firma incumbente para atender à demanda q_i^* pode ser separado em uma parcela fixa e outra variável, sendo, neste trabalho, a proporção da parcela de custo fixo no custo total denominada de α . Ou seja, tal como proposto em Nachbar et al (1998), para a firma incumbente “i”, se “ v_i ” é a parcela do custo variável e “ f_i ” a do custo fixo (ou não reversível) e $c_i = f_i + v_i$, então, $\alpha_i = f_i / (f_i + v_i)$. Neste caso, se, grosso modo, a capacidade da firma “i” é limitada em q_i^* , então seu custo marginal de produção será v_i quando a produção é menor do que tal capacidade e igual a $v_i + f_i$ quando a produção tiver que superar a capacidade⁷. Portanto, a equação (6) acima pode ser reescrita como:

$$Max \pi_i = p_i^* q_i^* - (1 - \alpha_i) c_i q_i^* - \alpha_i c_i - (1 - \lambda_i^*) q_i^* (p_i^* - p_t) \quad (10)$$

É essencial, portanto, que seja determinado o valor da parcela de mercado da firma incumbente que, dado o valor do livre acesso (p_t), lhe asseguraria a recuperação dos investimentos, sobretudo a parcela de custo não reversível. Otimizando a equação (6) em função de q_i^* tem-se que:

$$\lambda_i^* = \frac{c_i - p_t}{p_i^* - p_t} \quad (11)$$

ou, ainda,

$$\lambda_i^* = \frac{c_i}{p_i^* - p_t} - \frac{p_t}{p_i^* - p_t} \quad (12)$$

ou, mais detalhadamente, substituindo o valor de α_i :

$$\lambda_i^* = \frac{(1 - \alpha_i) c_i}{p_i^* - p_t} + \frac{\alpha_i c_i}{p_i^* - p_t} - \frac{p_t}{p_i^* - p_t} \quad (13)$$

É interessante que sejam examinados a partir, da equação (12), a sensibilidade de λ_i^* relativamente a alguns casos limites. Se, por exemplo, $p_i^* = c_i$, o valor de λ_i^* é igual a 1,0, independentemente do valor de p_t , resultando que λ_i^* é muito sensível ao valor da relação obtida pela diferença entre o preço de venda para os consumidores cativos e o custo marginal de atendê-los e este próprio preço, o que em organização industrial costuma-se chamar de *mark-up* (μ). Isto é,

$$\mu_i = \frac{p_i^* - c_i}{p_i^*} \quad (14)$$

⁷ Maiores detalhes sobre a constituição da função de custo aqui resumida podem ser encontrados em Dixit (1980) e Nachbar et al (1998), especialmente neste último.

Observe-se que, na prática, quanto maior o valor do *mark-up* menor deve ser o valor de λ_i^* ou menor tende a ser a necessidade de barreiras regulatórias à entrada, o que, neste caso, denota uma das situações de *efficient entry* apontada por Armstrong (2001). Sabe-se, também, que c_i tem uma parcela fixa ($f_i = \alpha_i c_i$) e uma parcela variável ($v_i = (1 - \alpha_i)c_i$). Nestas circunstâncias, substituindo-se c_i em (14) pela soma de f_i e v_i verifica-se, de forma até certo ponto óbvia, que o *mark-up* varia na proporção inversa de α_i (que, lembremos, é a participação da parcela fixa no custo total), e isto significa que quanto maior o valor de α_i maior tende a ser a necessidade de vendas para os consumidores cativos, isto é, maior o valor de λ_i^* .

Neste sentido, caso a entrada seja totalmente livre, o maior volume de *sunk costs* pode resultar em acomodação. Analogamente ao que conclui Nachbar et al (1998), quanto maior a proporção de custos não reversíveis, maior deve ser o potencial de acomodação da firma incumbente ou mais ampla deve ser a diferença entre q_i^* e q_i' (definidos na equação (3)).

Por outro lado, conhecido o valor ótimo de λ_i^* e dada a participação do custo fixo no custo total, pode-se determinar, sob o ponto de vista dos benefícios para a sociedade, se a entrada seria ou não vantajosa. Neste caso, teria-se, reescrevendo (5):

$$[(B + E) - L] \geq (c_j - c_i)(q_i^* - q_i')$$

Sucedo que, em tal equação, q_i^* é quantidade produzida pela firma incumbente quando está sozinha no mercado e q_i' é sua quantidade após a entrada, ou seja, $q_i' = \lambda_i^* q_i^*$ e, dessa maneira, $(q_i^* - q_i') = (1 - \lambda_i^*)q_i^*$, que, na realidade, denota o valor da acomodação da incumbente. Substituindo-se (1) e (2) em (5), dada a participação (α_i) do custo fixo no custo total e fazendo-se $[(q_i' + q_j) - q_i^*] = \Delta q_i$, então, tem-se que⁸:

$$\frac{\Delta q_i}{(1 - \lambda_i^*)q_i^*} \geq \frac{2(c_j - c_i)}{p_i + p_j - 2c_j(1 - \alpha_i)} \quad (15)$$

que é a equação a partir da qual se pode avaliar se a entrada é ou não socialmente desejada. Em tal equação, a relação entre o acréscimo de produção (Δq_i), a acomodação da incumbente e a parcela dos custos fixos no custo total é feita de forma distinta da que é proposta um Nachbar et al (1998), sendo, por isso, um caminho alternativo para o estudo da eficiência da entrada.

Logo, dados os valores de custos e de preços, tanto da incumbente quanto do novo entrante, o valor da relação entre a energia nova (colocada pelo novo entrante) e a acomodação de “i” é inversamente proporcional ao valor de α_i . Mais: quanto maior é a participação dos custos fixos (ou custos de capacidades) maior tende a ser o valor da acomodação relativamente à energia nova, sendo maior também a chance de que a entrada não seja socialmente desejável.

Ainda que não tenhamos tantos casos de mercados de energia que operem com as duas classes de consumidores, livres e cativos (apenas no Brasil, atualmente, e na Inglaterra, até final de 1997), sabe-se que os valores de $[(1 - \lambda_i^*)q_i^*]$ e do preço que vai ser praticado para vendas a consumidores livres, dependem, ao mesmo tempo, de aspectos relacionados à natureza da indústria - volatilidade dos custos de curto prazo, que é função, também, da tecnologia de oferta, isto é, se hidrelétrica ou termelétrica -, de sua configuração - verticalizada ou não, do grau de barreiras à entrada e à saída, existência de mercado *spot*, número de competidores (na geração e na comercialização) e da proporção do mercado de consumidores livres em relação ao mercado total.

⁸ Convém ressaltar que Δq_i é a quantidade de energia nova e leva em conta o que estava sendo produzido pela firma “i” antes da entrada.

Quanto aos aspectos relativos à natureza da indústria, verifica-se que a volatilidade dos custos marginais de curto prazo⁹ - ou do preço praticado no mercado *spot* (MAE) - afeta o valor de q_j , na medida em que se supõe que a maioria dos consumidores livres é aversa ao risco e que, neste caso, poderiam optar por comprar energia por meio de contratos de longo prazo e não via os varejistas que estariam atuando no MAE¹⁰. No Brasil, como o sistema tem predominância de hidrelétricas, o custo marginal de curto prazo é muito sensível ao valor da água e este é extremamente elevado quando o regime hidrológico é desfavorável, tendendo a zero quando os reservatórios superam seus volumes máximos.

Em 1997, por exemplo, o valor da água (ou o custo marginal de curto prazo) variou de R\$ 3/MWh até R\$ 97/MWh (Santana e Oliveira, 1998) e entre julho de 1999 e maio de 2001 os preços no MAE, que têm como base tal custo marginal de curto prazo, saíram de R\$ 43/MWh e chegaram até R\$ 684/MWh (que é o preço praticado no racionamento de 2001), enquanto os preços de longo prazo não chegavam a R\$ 41/MWh, conforme relatório do ONS (2001). Assim, em princípio, tanto os geradores quanto os comercializadores e consumidores livres prefeririam ter contratos mais duradouros, cujos preços têm como base um custo marginal de longo prazo, não sujeito à volatilidade do curto prazo¹¹.

No que se refere aos fatores associados à estrutura da indústria, o problema é um pouco mais complexo. A exigência de desverticalização, os limites de participação no mercado, a entrada de produtores independentes de energia, a criação da figura do varejista (ou comercializadora) de energia e a proporção do mercado de consumidores livres em relação ao total do mercado, em geral tendem a aumentar a competição pelos consumidores livres¹² - e também, porque não dizemos, no segmento de geração -, dado que, resolvido o problema do *sunk costs*, como já afirmado anteriormente, este mercado - de geração - fica sujeito à competição.

Sucedem que mesmo com todos esses novos elementos de reorganização da indústria, ainda assim a grande maioria dos agentes (geradores, comercializadores e consumidores livres) preferira, devido à volatilidade dos custos de curto prazo ou aversão ao risco no mercado *spot*, alocar a maior parte de suas transações de compra e venda de energia para contratos de longo prazo¹³, o que direciona o foco da competição para fora do mercado de curto prazo, ao contrário do que acontece na Inglaterra e na Califórnia, especialmente nesta última. No entanto, a possibilidade de perda das receitas associadas aos consumidores livres pode obrigar as distribuidoras verticalizadas (firmas incumbentes) a celebrarem contratos de longo prazo em volume inferior ao que seria necessário para o atendimento de toda a demanda planejada, ao que se chamou acima de acomodação.

Aqui, o que se procura mostrar também é que, em razão da irreversibilidade de alguns custos, a possibilidade de perdas de consumidores que são potencialmente livres, de fato desestimula, via acomodação, as contratações de longo prazo e, neste sentido, a expansão da oferta de eletricidade.

4. Análise dos resultados

⁹Aqui, entende-se como custo marginal de curto prazo o custo de atender a demanda com a capacidade instalada atual.

¹⁰Os consumidores livres também podem fazer contratos de longo prazo com varejistas, com geradoras ou principalmente com as firmas incumbentes.

¹¹ O tratamento do problema considerando, ao mesmo tempo, os mercados de curto e longo prazos exigiria mudanças importantes na função objetivo e nas restrições, a exemplo do que foi proposto por Powel (1993) quando analisava, para o caso inglês, as interações entre nos dois mercados.

¹² No Brasil, para ser consumidor livre, que é um ato voluntário, o consumidor tem que ter demanda superior a 3 MW e ser atendido em tensão igual ou maior do que 69 kV. Atualmente, algo em torno de 15% do consumo total de energia elétrica são de responsabilidade de consumidores potencialmente livres.

¹³ Pesquisa que está em curso no âmbito do Núcleo de Estudos da Economia da Energia da UFSC (NEEE) mostra, de forma preliminar, que, de uma amostra de 15 consumidores livres apenas três esperam um dia usar o mercado, mas somente para compras adicionais, ou seja, não previstas em seus contratos de longo prazo.

Para a discussão do problema definido na seção 1, e detalhado na seção anterior, foi considerado um caso hipotético, no qual a demanda de eletricidade da firma incumbente é linear, onde os valores de p_i^* e p_t são controlados pelo regulador, o custo marginal (c_i) é constante e onde a parcela do mercado correspondente ao consumidor cativo (λ_i^*) pode ser definida pela equação (12), atendidas as restrições impostas em (7). Para diferentes parâmetros de custo e de preços¹⁴ foram obtidos os seguintes valores para λ_i^* :

Tabela 1 – Dados e resultados específicos

p_i^* (R\$/MWh)	p_t (R\$/MWh)	c_i (R\$/MWh)	λ_i^*
100	40	80	0,67
100	50	80	0,60
100	60	80	0,50
100	70	80	0,33
100	80	80	0,00

Os resultados acima permitem deduções muito interessantes. Em primeiro lugar, dado um valor de custo marginal, quanto menor o valor de p_t (preço do acesso à *essential facility*), maior deve ser o valor de λ_i^* para manter um nível de lucro necessário à remuneração do investimento. Em outras palavras, se o custo de transmissão e distribuição (somado) é menor do que a metade do preço de venda ao consumidor cativo - para um custo marginal que corresponde a 80% deste preço -, pelo menos 60% do mercado da firma incumbente deve ser cativo ou não contestável. Convém destacar que, na medida em que o valor de p_t aumenta menor tende a ser a necessidade de proteção (menor λ_i^*), chegando a zero quando $c_i = p_t$. Neste caso, o próprio preço do acesso seria uma barreira à entrada no mercado dos consumidores livres.

Pode-se examinar, pela equação (12), os efeitos do valor do preço do acesso à rede quando a firma incumbente tem um preço para o consumidor cativo muito maior do que seu custo marginal. Assumindo-se, por exemplo, um custo marginal de R\$ 50/MWh (não mostrado na tabela 1), mantidos os demais valores para p_i^* e p_t , então o valor de λ_i^* é nulo quando $p_t = c_i$ e passa a ser negativo para $p_t > c_i$. Naturalmente, pelo que se verifica das equações (12) e (14), o valor de λ_i^* é muito sensível à diferença entre preços praticados e custos marginais, mas, como já foi visto anteriormente, os resultados são consistentes com as interpretações tradicionais da equação de *mark up*. Na realidade, para preço de venda da incumbente igual a R\$ 100/MWh e preço de acesso (p_t) inferior a R\$ 50/MWh o valor de λ_i^* , dado um custo marginal de R\$ 50/MWh, passa a ser negativo, indicando que para elevado *mark up* a entrada seria sempre desejável. Ou seja, se a firma incumbente tem lucros excessivos, então não é essencial a preocupação com a liberação de barreiras para novos entrantes, muito pelo contrário.

Sob o ponto de vista dos efeitos da entrada sobre o bem estar social, verifica-se, por meio da equação (15), que, para $p_j = \text{R\$ } 95/\text{MWh}$, $c_j = \text{R\$ } 90/\text{MWh}$ e $q_i^* = 500 \text{ MWh}$, a acomodação calculada, para $\lambda_i^* = 0.60$ ($p_t = \text{R\$ } 50/\text{MWh}$), é de 200 MWh e isto significa que se $\alpha_i = 0.50$ então $\Delta q_i \geq 57,14 \text{ MWh}$ e isto implica que o novo entrante deve produzir pelo menos 257,14 MWh para que a entrada seja socialmente desejável. Para esses mesmos dados, se $\alpha_i = 0.75$ então o novo entrante deve produzir 240 MWh para que sua entrada seja benéfica para a sociedade. Em suma, se a participação do custo de capacidade no custo total é relativamente menor, uma maior parcela do mercado total pode ser assumida pelo novo entrante sem que isto afete o bem estar social.

¹⁴ Os preços e os custos estão muito próximos dos praticados no setor elétrico brasileiro, sendo estabelecidos a partir de valores reais.

A análise do caso em questão fica ainda mais elucidativa se a equação (15) for utilizada para redefinir o valor de λ_i^* em função de α_i . Sendo assim, conhecidos o valor do mercado adicional (Δq_j), que pode ser entendido como a necessidade de energia para atendimento de novos mercados, e o valor (q_i^*) que está sendo produzido, antes da entrada, pela incumbente, então, para $\Delta q_j = 50$ MWh e $\alpha_i = 0.50$, o valor de λ_i^* seria 0.525, a acomodação seria de 237,50 MWh e q_j igual a 287,5 MWh. Da mesma forma, para $\alpha_i = 0.75$ e mantida a necessidade de energia nova (Δq_j), os valores de λ_i^* , da acomodação e da contribuição do novo entrante seriam de, respectivamente, 0.75, 125 MWh e 175 MWh. Em outras palavras, a maior participação do custo fixo no custo de capacidade exige, para que a entrada seja socialmente desejável, uma maior garantia (maior λ_i^*) de mercado para a incumbente e, conseqüentemente, um menor espaço para o novo entrante, que é o que se queria mostrar como principal propósito deste trabalho.

A participação dos produtores independentes de energia como um novo entrante no mercado dos consumidores livres¹⁵ é outro aspecto que merece ser analisado à luz do problema de otimização caracterizado na equação (6). De acordo com a proposta de reestruturação da indústria, a competição pelos consumidores livres seria de dois tipos: (i) entre as comercializadoras e as empresas de distribuição e varejo - que seriam as firmas incumbentes e que exercem, hoje, tanto as atividades de distribuição quanto as de comercialização -, o que se poderia chamar de competição no próprio segmento ou “intracompetição”; e (ii) a competição que colocaria, em um mesmo espaço, além dos dois competidores acima, os produtores independentes de energia, aqui denominada de “intercompetição”.

O principal argumento para a entrada bem sucedida de um produtor independente de energia, ou PIE, no jargão da indústria, seria o seu eventual menor custo de geração, que resultaria em um menor de p_j - para suas vendas aos consumidores livres. Esta redução de preço decorreria também da competição no segmento de geração, que seria maior quando a entrada fosse possível - ou quando o mercado de geração se tornasse contestável¹⁶. No Brasil, a possibilidade de entrada e, logo, de competição, é maior quando os custos fixos são menores - o que implica diferentes tecnologias de geração - e isto, normalmente, resulta em maiores custos variáveis, como é o caso, por exemplo, do gás natural, no qual mais da metade do custo de geração é devido ao combustível. Nas hidrelétricas, os custos fixos participam com mais de 80% do custo total de geração.

Supondo-se que haja tal competição - e no Brasil isto não está sendo uma realidade -, uma conseqüência seria que as próprias firmas incumbentes também poderiam comprar a energia gerada pelos PIE's por um preço menor, reduzindo seus custos marginais (c_i), e isto também pode representar uma redução preço de venda (p_i^*). Logo, a possibilidade de entrada dos PIE's explicaria uma redução nos custos marginais da firma incumbente e no valor de preço de venda aos consumidores livres, melhorando a eficiência do sistema como um todo¹⁷. O problema é que, como as distribuidoras não querem assinar contratos de compra de energia em volumes maiores, em razão do risco de perda do mercado dos consumidores livres, os PIE's não se viabilizam e, logo, não há a competição esperada. Este é um ciclo vicioso que, se não resolvido rapidamente, pode levar a sérias restrições de atendimento, o que, muito provavelmente, já está acontecendo no Brasil, como já apontava, bem recentemente, Araújo (2001).

Talvez seja por isto que já existam empresas distribuidoras de energia, como se verifica agora no racionamento, que estão expostas ao preço do MAE (não contrataram 100% das suas necessidades via contratos de longo prazo com as geradoras existentes) e outras, conforme a

¹⁵ Supõe-se, que esta entrada é possível e causa os mesmos efeitos tanto no mercado de longo prazo quanto mercado *spot*.

¹⁶ Embora seus resultados sejam bastante questionáveis, estudo de Newbery (1998) mostra que quando a tecnologia de geração do novo entrante é igual à da incumbente o mercado de geração se torna contestável. Porém, se o custo variável do novo entrante é menor do que o das firmas existentes, estas últimas também investiriam na nova tecnologia, detendo a entrada.

¹⁷ Destaque-se que os benefícios seriam maiores ainda se a agência reguladora exigisse o repasse desta redução de custos também para os consumidores cativos.

pesquisa que está sendo realizada no Núcleo de Estudos da Economia da Energia da UFSC (NEEE), não estão celebrando contratos com produtores independentes que estão construindo novas usinas, o que também prejudica o atendimento da demanda futura. Este, novamente, pode ser um efeito da acomodação da incumbente. O temor da perda de consumidores reduz os contratos de compra de energia e, logo, o ritmo da expansão da oferta¹⁸.

Uma outra consequência importante estaria associada à relação entre o custo oportunidade de liberar o acesso à *essential facility* (equação (8)) e a soma de $B + E + A$ (equações (1), (2) e (4), respectivamente). Com efeito, para $\lambda_i^* = 0,525$ e $p_t = \text{R\$ } 50/\text{MWh}$, o custo oportunidade (β_i) seria de $\text{R\$ } 11.875,00$, enquanto o valor da soma¹⁹ acima seria de $\text{R\$ } 1.562,50$. Convém enfatizar que o valor do custo oportunidade é um pré-requisito para a determinação do preço ótimo do acesso, definido em (9), que, neste caso, seria de $\text{R\$ } 30/\text{MWh}$ ($c_i - \beta_i/\text{acomodação}$ ou $(80,00 - 11.875/237,5)$). Por outro lado, se for utilizado, para cálculo do preço ótimo do acesso, o somatório dos excedentes do produtor e do consumidor, o resultado seria $\text{R\$ } 31,25/\text{MWh}$ ($c_i - (B+E+A)/\Delta q_i$). Nesta forma de cálculo, a divisão por Δq_i (energia nova) é necessária porque, ao contrário da equação original, o preço ótimo do acesso estaria vinculado aos benefícios líquidos para a sociedade e não ao mero custo da acomodação da incumbente. Ainda que muito simples, não se tem conhecimento, dada a ampla pesquisa bibliográfica que efetuamos, de que este formato alternativo de cálculo do preço ótimo do acesso já tenha sido aplicado em outros trabalhos.

5. Considerações Finais

Os resultados mostrados acima permitem algumas importantes conclusões. Em primeiro lugar, a combinação de conceitos do *access pricing problem* e da *inefficient entry* fornece bons argumentos teóricos para a compreensão do problema de reforma da indústria de energia elétrica que está sendo conduzida pelo Governo Federal. Em segundo lugar, verifica-se que os instrumentos de estímulo à competição pelos consumidores livres, via liberação à entrada nos mercados das distribuidoras verticalizadas, devem levar em conta os efeitos de tal competição vis-à-vis o ponto de vista da deseabilidade social, que tem como uma de suas variáveis mais relevantes a resposta da incumbente (acomodação) frente à entrada. Assim, a relação entre custos de capacidade, notadamente sua componente de *sunk costs*, e os benefícios do livre acesso é elemento essencial para o aperfeiçoamento da política regulatória com vistas à competição.

É possível, até, que um dos efeitos da acomodação aqui estudada já esteja presente na atual crise de abastecimento do setor elétrico brasileiro. A queda no ritmo dos investimentos, dado que as distribuidoras verticalizadas estão resistindo a celebrar contratos para compra de energia nova, é uma forte evidência de que a competição que se esperava não está sendo traduzida em bem estar social, muito pelo contrário.

Ainda que a aplicação efetuada tenha sido, de certa forma, hipotética e muito sucinta, os resultados encontrados sinalizam para a necessidade de uma definição mais nítida entre a livre entrada e os *sunk costs* das distribuidoras. No Brasil, onde os custos fixos, em razão da natureza da indústria, são proporcionalmente elevados, não reconhecer tal fato representaria, na melhor das hipóteses, um aumento da incerteza relativamente ao risco regulatório, o que também prejudica a expansão da oferta. Em suma, se as condições de competição a serem estabelecidas não forem interpretadas corretamente, considerando-se, de maneira especial, a recuperação dos custos fixos – que estão associados à natureza da indústria –, é muito pouco provável que a entrada seja eficiente.

¹⁸ Atualmente, os projetos de expansão têm no *project finance* a modalidade predominante de captação de recursos, e, nesta modalidade, os contratos de compra de energia são as principais garantias para o financiamento. Ou seja, se não há contratos dificilmente os projetos são implementados.

¹⁹ Destaque-se que, no mesmo exemplo, que o valor de A (equação (4)) é de $\text{R\$ } 1.187,50$, o que significa o quanto a incumbente perde de excedente em razão da entrada.

Em termos teóricos o trabalho também apresenta algumas contribuições, embora este não tenha sido seu foco. Foi possível mostrar um caminho alternativo ao proposto por Nachbar et al (1998) para relacionar a eficiência da entrada com a desejabilidade social e que a análise de sensibilidade da acomodação da firma incumbente com relação à participação dos custos de capacidade no total dos custos é uma interessante forma de abordagem do problema.

Referências Bibliográficas

- ARAÚJO, J.L.H., “Regulação de monopólios e mercados: questões básicas”, **I Workshop do Núcleo de Economia da Infra-estrutura – NEI/PRONEX**, Rio de Janeiro, UFRJ, 1997.
- ARAÚJO, J.L.H., “Investment in the Brazilian ESI – what went wrong? What should be done?”, **Mimeo, IE/UFRJ**, Rio de Janeiro, maio de 2001.
- ARENTSEN, M. and KÜNNEKE, R., “Economic organization and liberalization of the electricity industry”, **Energy Policy**, v.24, n. 6, p. 541-552, 1996
- ARMSTRONG, M., “Regulation and inefficient entry: economic analysis and British experience”, **Discussion Paper, Department Economics of the Oxford University**, November 1999.
- ARMSTRONG, M., “The theory of access pricing and interconnection”, **Working Paper – Nuffield College, Oxford**, February, 2001.
- ARMSTRONG, M., DOYLE, C., and VICKERS, J., “The access pricing problem: a syntheses”, **The Journal of Industrial Economics**, v. 44, n. 2, p. 131-150, 1996.
- ARMSTRONG, M., and VICKERS, J., “The access pricing problem with deregulation: a note”, **The Journal of Industrial Economics**, v. 46, n.1, p. 115-121, 1998.
- 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.
- BORENSTEIN, S., “Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets”, **Working Paper PWP 067, University of California Energy Institute**, Berkeley, 1999.
- BORENSTEIN, S., and BUSHNELL, J., “An empirical analysis of the potential for market power in California’s Electricity Industry”, **Journal of Industry Economics**, v. 47, p. 285-324, 1999.
- BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J., and STOFT, S., “The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry”, **RAND Journal of Economics**, v. 31, n. 2, p. 294-325, 2000.
- CABRAL, L.M.B., “Introduction to industrial organization”, **The MIT Press**, Cambridge, Massachusetts, 2001.
- CASAZZA, J.A., “Reorganization of the UK electric supply industry”, **IEEE Power Engineering Review**, p. 15-19, 1997.
- DAVID, A. and WONG K., “Investment in competitive electricity: scop for incentives contracts”, **Energy Economics**, v. 166, n. 1, p.27-35, 1994.
- DIXIT, A., “The role of investment in entry deterrence”, **Economic Journal**, v. 90, p. 95-106, 1980.
- ENGEL, E.M., FISCHER, R.D., and GALETOVIC, A., “How to auction an essential facility when underhand integrations is possible”, **NBER Working Paper Series – Working Paper 8146**, March 2001.
- GREEN, R. and NEWBERY, D.M., “Competition in the British electricity spot Market”, **Journal of Political Economy**, v. 100, n. 5, p. 929-953, 1992.
- GREEN, R., “Increasing competition in the British electricity spot market”, **The Journal of Industrial Economics**, v. XLIV, n. 2. p. 205-216, 1996.
- HARVEY, S., and HOGAN W.W., “Issues in the analysis power in California”, **Working Paper, Harvard University**, October 2000.
- 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.

- HUNT, S. and SHUTTLEWORTH, G., “Competition and Choice in Electricity”, West Sussex, England, **Wiley**, 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.
- JOSKOW, P.L., “Asset specificity and the structure of vertical relationships: empirical evidence”, **Journal of Law and Economics**, v. 4, n. 1, 1988a.
- JOSKOW, P.L., “Price adjustment in long-term contracts: the case of coal”, **Journal of Law and Economics**, v. 31, p. 47-83, 1988b.
- JOSKOW, P.L., “The role of transaction cost economics in antitrust and public utility regulatory policies”, **Journal of Law, Economics, & Organization**, v. 7, p. 53-83, 1991.
- JOSKOW, P.L., “Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. electricity sector”, **Journal of Economic Perspectives**, v. 11, n.3, p. 119-138, 1997.
- JOSKOW, P.L., and TIROLE, J., “Transmission rights and market power on electric power networks”, **Rand Journal of Economics**, v. 31, n. 3, p. 450-487, 2000.
- JOSKOW, P.L., and KAHN, E., “Identifying the exercise of market power: refining the estimates”, **Working Paper, MIT**, July 2001.
- KLEMPERER, P., “Welfare effects of entry into markets with consumer switching costs”, **The Journal of Industrial Economics**, v. 37(2), p. 159-165, 1988.
- NACHBAR, J.H., PETERSEN, B.C., and HWANG, I., “Sunk costs, accommodation, and the welfare effects of entry”, **The Journal of Industrial Economics**, v. 46, n. 3, p. 317-332, 1998.
- NEWBERY, D.M. and POLLITT, M.G., “The restructuring and privatization 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.
- 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.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS) – **Relatório da Operação do Sistema Elétrico**, Rio de Janeiro, 2001.
- OUTHERD, H., “A review of electricity industry restructuring in Australia”, **Electric Power Systems Research**, v. 44, p. 15-25, 1998.
- POWEL, A., “Trading forward in an imperfect market: the case of electricity in Britain”, **The Economic Journal**, v. 108, n. 417, p. 444-453, 1993.
- 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. e OLIVEIRA, C.A.N.V., “A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil”, **Estudos Econômicos**, v. 29, n. 3, 1999.
- TABORS, R.D., “Transmission system management and price: new paradigms and international comparisons”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, p. 206-215, 1994.
- WOLFRAM, C.D., “Measuring duopoly power in the British Electricity Spot Market”, **American Economic Review**, v. 89, n. 4, p. 805-826, 1999.