

Quem conhece o setor elétrico brasileiro?



Who really knows the brazilian electric sector?

Roberto Pereira d'Araujo <araujorc@globocom>

Pesquisador colaborador e consultor da COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro-RJ, Brasil.

Recebido 04-fev-2011 **Aceito** 07-abr-2011

Resumo O artigo analisa sucintamente as reformas dos setores elétricos à luz da experiência mundial e a modelagem adotada no Brasil. Sob a ideologia dominante da década de 90, apesar das reformas de 2004, permanece um arcabouço mimetizado que mostra incompatibilidades com o sistema físico. Esse descolamento do mundo concreto, além de provocar interpretações equivocadas, tem conseqüências para a apropriação de rendas do setor. Ressalta a dificuldade de debates sobre a questão, já que a complexidade e subjetividade das adaptações adotadas, decorrência da nossa absoluta singularidade, exigem dos interessados um prévio conhecimento especializado. Ao final, o artigo descreve outra alternativa de modelagem que não foi sequer apresentada na reforma de 2004.

Palavras-chave setor elétrico, modelo de mercado, reformas da década de 90, monopólio natural.

Abstract *The article briefly reviews the global experience of the electric sectors reforms compared to the model in Brazil. Under the dominant ideology of the 90s, despite the reforms of 2004, remains a mimicked scheme with many inconsistencies with the physical world. This detachment may cause misinterpretations and also has consequences for the proper isonomy between consumers. Emphasis is given in the difficulty of discussions over the question. Due to the absolute exceptionality of our system, complexity and subjectivity of adaptations require a prior knowledge and unique expertise of debaters. Finally, a more suitable alternative is described that was not even presented in the 2004 reform.*

Keywords *electric sector, market model, reforms of the 90's, natural monopoly.*

Introdução

Como o Brasil, naturalmente tão rico, com uma economia entre as 10 maiores, pode ostentar níveis de desigualdade comparáveis a de países africanos? É no mínimo estranho que a natureza exuberante, tão pródiga em produzir tanta riqueza, não tenha contribuído para a diminuição dessa disparidade.

Entre os muitos exemplos de dádivas naturais, somos o país dos rios e, já que a produção de energia nas usinas hidroelétricas só depende de água e gravidade, nada mais “exuberante” do que nossa eletricidade. Nossa indústria de produção de energia elétrica é filha direta dos rios brasileiros com nossa geografia de planaltos. Com certeza, no cenário mundial, deveríamos ter a vantagem de energia barata, renovável e até autofinanciável. Hoje, temos a mais cara energia hidroelétrica do planeta e, em chocante contraste, alguns nichos onde o kWh é “comprado” por ninharias. Isso exige que se examine como essa riqueza é apropriada. Tal tarefa só pode ser realizada sabendo como “funciona” o nosso sistema.

As reformas da década de 90

Na discussão sobre o papel do estado em um país dotado de grandes disparidades sociais, pensamentos antagônicos têm sido expostos de forma extremada e generalista. Alguns defendem um estado dedicado exclusivamente às questões básicas de uma sociedade desigual, como a educação, saúde e segurança, deixando ao setor privado a tarefa de desenvolver todas as outras atividades econômicas. Outra corrente defende que certos setores, chamados de estratégicos, deveriam permanecer sob a gestão estatal, pois o mercado não teria como promover as alterações estruturais que favoreçam a diminuição da desigualdade.

Independente da razão de uma corrente ou de outra, o debate sobre o setor elétrico tem sido realizado sobre uma grande confusão conceitual e um desnecessário viés ideológico, pois a questão não se resume à posse dos ativos. Um dos equívocos é o que associa a privatização ao estabelecimento de um livre mercado de energia, fazendo crer que um depende do outro. É essencial que se diferencie esses dois regulamentos, que, apesar de estarem associados em alguns exemplos, são processos independentes. Ou seja, uma questão é a posse dos ativos e outra é a reestruturação do mercado. De forma simplificada, é possível classificar os modelos de estruturação do setor elétrico no mundo em 4 modelos básicos (D'ARAUJO, 2009):

Tabela1: Modelos básicos de estruturação do setor elétrico.

Item	Monopólio	Comprador Majoritário	Competição no atacado	Competição no varejo
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha pelo varejista	Não	Não	Sim	Sim
Escolha ampla dos consumidores	Não	Não	Não (consumidores livres - exceção)	Sim
Variações	Nacional ou Regional Privado	Entidade estatal ou de interesse público	Distribuidoras ou Gerência de contratos bilaterais	
Exemplos	França, Finlândia, Quebec, British Columbia	Índia, Ontario	Brasil (FHC), Brasil (Lula)	Inglaterra, Califórnia

Simplórias transposições de competição em outros setores imaginam que a demanda de energia elétrica possa ser atendida através de concorrência por preço. Entretanto, por diversos motivos, isso só mostrou alguma viabilidade em sistemas de base térmica. A Inglaterra, por exemplo, tem “leilões” de carga a cada 30 minutos, e mesmo assim, enfrentou muitos problemas (MC GRECOR, T, 2001). Portanto, não há uma regra geral. Eis alguns exemplos da pluralidade de situações:

- Sendo monopolista, na maioria das vezes, o setor é estatal. São exemplos a França, a Finlândia e algumas províncias do Canadá¹.
- Um sistema elétrico pode ser monopolista e privado, permanecendo sob rígidas regras de serviço público, com empresas verticalizadas da geração à distribuição. É o caso do Japão que mantém o sistema organizado em monopólios de companhias privadas regionalizadas (ENCICLOPEDIA OF EARTH – 2008). Outros exemplos são a Escócia e a Irlanda do Norte.
- A Noruega, apesar de ter maioria de empresas estatais, reestruturou totalmente seu setor de eletricidade. Lá, a rede pertence ao governo, mas o acesso é totalmente livre. Portanto, uma inusitada combinação entre estado e mercado. O sistema de preços de curto prazo já existia bem antes da desregulamentação como mecanismo de troca entre empresas e, talvez por esse motivo, é um dos poucos exemplos de sucesso no setor elétrico. É fundamental lembrar que o país tem interligações com a Suécia, Finlândia, Rússia e Dinamarca, participando de um mercado internacional de energia com esses países.
- Os Estados Unidos são uma excelente amostra de diversidade em matéria de organização do setor. Enquanto a Califórnia ainda detém o título de ter realizado a maior aventura mercantil do planeta, no extremo oposto, muitos estados continuam sob o regime de serviço pelo custo. Apenas 14 dos 55 estados americanos implantaram regras de livre mercado em seus setores

1 Quebec e British Columbia, as principais províncias hidroelétricas são monopolistas estatais. Alberta e Ontário iniciaram o processo de desregulamentação, mas, perante a um significativo aumento de preços, interromperam o processo e promoveram uma nova intervenção no mercado de energia.

elétricos. Portanto, a grande maioria do território americano ainda é legislada pela Public Utility Holding Company Act (PUHCA), lei datada de 1935, que regula todas as atividades das empresas que prestam serviços públicos, sejam elas privadas ou do governo. Os estados que adotam regras de serviço público, via de regra, têm as menores tarifas residenciais (COOPER – 2001). Exemplificando a diversidade, as principais hidroelétricas do país são propriedade não só do estado, mas do exército americano. Apenas 5 % das usinas hidroelétricas são produtores independentes e 90% delas estão na Califórnia.

- Na Europa, apenas a Inglaterra têm todo o seu setor elétrico em mãos privadas. Áustria, Dinamarca, Finlândia, Grécia, Irlanda, Itália, Irlanda, Noruega, Suécia e Espanha têm sistemas mistos, onde alguma atividade entre a geração, transmissão e distribuição pertencem ao poder público (THOMAS, S, 2007).

Sem esgotar o assunto, o importante é perceber que não há uma fórmula única a ser seguida e, ao contrário do apregoado, as reformas da década de 90 não foram unanimemente adotadas no mundo. Os sistemas que se aventuraram nessa mudança estrutural e institucional sofreram experiências traumáticas, sendo que ainda há “restos a pagar”. Esse é o caso da Califórnia, Inglaterra e do próprio Brasil, que hoje são “contra-exemplos” nos meios setoriais.

Monopólio natural e o preconceito

Reconhecer processos industriais como “monopólios” não é necessariamente um malefício para a sociedade. Uma vez detectada essa característica, é preciso saber como direcionar as vantagens em benefício de todos. Isso não significa que se esteja defendendo a estatização do setor. Infelizmente, rotulagens toscas dessa ordem são comuns no Brasil. O serviço de distribuição de eletricidade é reconhecido mundialmente como um monopólio natural, mas a geração tem sido apregoada como competitiva. O caso brasileiro é extraordinário, pois aqui, o binômio geração-transmissão é monopólio natural, como se procura mostrar aqui.

São especificidades de um monopólio natural (TERRY, L 2003):

- I. A existência de economias de escala e de escopo. Isso ocorre quando uma única firma é capaz de prover o mercado *a um menor custo do que qualquer outra estrutura de mercado*;
- II. Os investimentos são *intensivos em capital*, com grande prazo de maturação. Geralmente necessitam condições financeiras especiais para mitigar riscos provocados pelo *descasamento entre o prazo de maturação do investimento e o cronograma de pagamento do financiamento*. Acabam exigindo a necessidade de financiamento público;

- III. *Investimentos em redes*, cujas características tecnológicas geram complementaridades que favorecem a coordenação das atividades em detrimento da competição. Da mesma forma, estas características também funcionam como incentivo para estruturas monopólicas visando a *redução de custos de transação e a mitigação de riscos de perdas de coordenação*;
- IV. Investimentos sujeitos à *obrigação jurídica de fornecimento*, pelo fato de os serviços serem considerados básicos para as atividades econômicas e sociais. Por esta razão, esses serviços são definidos como serviços públicos, embora este conceito tenha um forte caráter histórico e cultural. Prevalece a noção de serviços cuja *provisão deve ser garantida pelo Estado*.
- V. *Ocorrência de externalidades*. Retendo-se aqui seus aspectos positivos, esses efeitos podem ocorrer em função do valor gerado pelos investimentos ser maior que aquele pago pelo usuário.
- VI. Ressalta-se o fato que o aumento do número de usuários provoca a *maior utilidade coletiva e individual das redes e dos serviços*, justificando a universalização dos serviços, ou seja, a extensão ampla do acesso a esses serviços com base em preços módicos. As circunstâncias em que o monopólio pode ser mais eficiente do que a competição são operações em que haja largas economias de escala e situações em que se deseje internalizar externalidades.

As características II, III e IV já são típicas do setor elétrico, mesmo sob concepções competitivas. Entretanto, como se pretende mostrar, outras são ainda mais importantes na percepção da presença de um monopólio natural.

A sinergia entre transmissão e geração no Brasil

O Brasil possui rios classificados como “de planalto”. Em geral, as declividades onde estão as usinas ocorrem entre dois segmentos razoavelmente planos. Portanto, ao se represar rios desse tipo, a tendência é a formação de lagos que são capazes de armazenar grandes volumes d’água. O dado importante é que a capacidade de “armazenagem” de energia sob forma de estoque de água atinge a 210 TWh². Comparativamente, a carga se situa no entorno de 430 TWh³. Entre os grandes sistemas interligados no mundo não há outro exemplo cuja capacidade de armazenagem atinja quase 50% da carga. Como se verá adiante, essa característica torna a nossa operação peculiar.

2 1 TWh (Terawatt hora) é equivalente a 1 bilhão de kWh (kilowatt hora)

3 Segundo dados de histórico de operação para o ano de 2009 – ONS.

Outra característica brasileira, também resultado de sua geografia de planaltos e planícies, é que os rios percorrem grandes extensões antes de desaguar no mar possibilitando usinas em cascata. Alguns exemplos: Rio Paraná – 3942 km, Rio São Francisco – 2800 km, Rio Madeira – 3315 km, Rio Tocantins – 2700 km. Adicionalmente, sendo de dimensões continentais, diferenças climáticas proporcionam hidrologias não coincidentes. Portanto, já seria evidente que a transmissão deveria ser dimensionada para viabilizar o uso da sua reserva compartilhadamente por todo o território. Assim, grandes troncos inter-regionais foram construídos para transferir grandes blocos de energia para as regiões que passem por hidrologias desfavoráveis. Ao contrário da maioria das redes de transmissão no mundo, a nossa, por ser projetada para transportar grande quantidade de energia, provoca um aumento de oferta. Alguns estudos mostram que aproximadamente 11% da energia segura se devem ao papel integrador da transmissão (KELMAN, J, 2002). Essa característica é uma diferença expressiva da situação de sistemas de base térmica, onde a transmissão não altera a oferta.

A região Sudeste, responsável por 70% do armazenamento, pode, em certos anos, ficar responsável por 60% de toda geração hidráulica da rede e noutro gerar 40%. Considerando-se que esse total hidráulico gira no entorno de 350 TWh, apenas essa variabilidade significa que até 70 TWh podem ser gerados de qualquer outra região de um ano para outro. É como se houvesse uma usina de Itaipu móvel que se localiza onde melhor convier ao sistema interligado.

Além disso, para resguardar a reserva e ter um suprimento seguro, o sistema utiliza geração térmica, que, em alguns anos, pode ser responsável de 5% a 15% da carga. Um inusitado efeito desse tipo de geração ocorre apenas em sistemas com grande capacidade de armazenagem, como o nosso. O fato de se poder contar com essas usinas permite uma operação mais ousada, onde os reservatórios podem abrir espaço para futuras cheias. Sem a possibilidade de contar com as térmicas, a probabilidade de vertimentos desnecessários aumentaria, já que o esvaziamento dos reservatórios seria mais arriscado. Assim, mesmo sem gerar, as térmicas aumentam a capacidade de oferta do sistema por possibilitar que mais água seja transformada em energia.

Essa influência indireta de uma fonte sobre outra não ocorre apenas com as usinas térmicas. Na realidade, qualquer fonte tem um efeito sistêmico que não pode ser desprezado. Portanto, a nossa grande característica é uma gestão integral, onde a possibilidade de variar as responsabilidades de geração de cada usina é o grande segredo. Essa decisão nada tem a ver com a questão comercial. O Operador Nacional do Sistema (ONS⁴) atua de forma monopolística, determinando a cada momento quais usinas deverão gerar e quais deverão preservar água para o futuro. Todas as peças do sistema, hidráulicas, térmicas e rede de transmissão são partes integrantes desse monopólio natural, que, se fosse desmontado, traria graves prejuízos ao país. Assim, mesmo submetida à

4 O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04. O Operador é constituído por membros associados e membros participantes.

ideologia de se estabelecer um modelo à imagem e semelhança de sistemas térmicos, a reforma da década passada foi obrigada a manter uma operação monopolística. Como a decisão de gerar não é feita sob regras de mercado, pode-se afirmar que aqui não há a competição no sentido físico do termo. Portanto, com essas características, que tipo de modelo verdadeiramente mercantil foi implantado?

A gestão do sistema físico

Como se verá, o cerne da modelagem mercantil é a operação do sistema. Sem compreender como age a operação é impossível compreender o que está sendo comercializado. O irônico é que, sendo uma entidade independente das relações comerciais, o ONS utiliza uma metodologia específica, monopolística, onde o futuro é constantemente reavaliado através de modelos matemáticos. Esses modelos, completamente alheios aos interesses de agentes, já existiam antes da mudança de paradigma que ocorreu na década de 90 e, por força das características do sistema, permanecem basicamente os mesmos. Uma explanação detalhada não caberia nesse artigo, mas uma descrição pode ser encontrada no Manual de Referência do Modelo NEWAVE (CEPEL, 2010). Entretanto, é perfeitamente possível entender conceitualmente o problema.

Como se trata de operar as usinas sob um ponto de vista monopolístico onde a gestão da reserva é crucial, é óbvio que, dada a dimensão dessa reserva, é preciso uma estimativa do sistema no futuro. O objetivo é determinar metas de geração para cada usina, a cada mês, que atendam a demanda projetada e minimizem o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento, que, no caso brasileiro, se estende por 4 anos. Como há o objetivo de minimização de custos ao longo de um período, o dilema do operador é como usar a reserva. Trata-se de, mês a mês, decidir se deve usar a água ou guardá-la para uma utilização futura, recorrendo à geração térmica. Portanto, já é possível salientar alguns pontos:

- Nas decisões do presente há um “custo futuro”, inexistente em sistemas de base térmica ou mesmo em sistemas hídricos sem reservatórios.
- Como o objetivo é minimizar sobre um período de tempo, o presente se contrapõe ao futuro, já que quanto mais água reservada, menor o custo futuro e maior o custo presente. Inversamente, se a geração imediata se faz usando-se a reserva hídrica, o custo presente é baixo, mas a probabilidade de custos altos no futuro aumenta. Portanto, na busca de um equilíbrio, fica evidente que ações presentes afetam o futuro e vice-versa. Outra característica inexistente em sistemas de base térmica.

- O equilíbrio, ou seja, o ponto onde o custo total (função futuro somada à função presente) é mínimo é obtido marginalmente através de um custo que estima “o valor” da água reservada. Esse é o custo marginal de operação (CMO) e, evidentemente, não tem relação com questões comerciais, muito menos as que envolvem diversos agentes.
- O CMO é um custo de oportunidade de utilização da reserva. É calculado com base numa simulação da operação de cada mês e da evolução futura por um horizonte de 4 anos. Depende de uma projeção de demanda, da hidrologia e da própria oferta, que pode se alterar nesse ciclo.
- O CMO também depende de parâmetros bastante subjetivos, tais como a taxa de desconto do futuro e o custo de não suprimento da carga, ou custo do déficit. Este último surge porque, nos cenários de futuro, podem-se vislumbrar déficits de energia. Como é preciso que todos os eventos sejam traduzidos em custo, essa estimativa tem que ser adotada⁵.
- O CMO determina a utilização das usinas térmicas flexíveis. À medida que ele sobe vão se ligando as usinas da mais barata até a mais cara. Quando há pouca água, o CMO é alto e o operador já está usando as térmicas. Quando a reserva se recupera, o CMO cai e o operador desliga as usinas mais caras. Tudo isso independente de quem tem contrato de venda ou não.

Essa é uma descrição muito simplificada das condicionantes da gestão do setor elétrico brasileiro em termos do suprimento energético⁶. O CMO, com todas essas peculiaridades, é a variável mais importante do modelo mercantil. Em seguida, vai ser possível entender que, por características específicas do sistema brasileiro, o CMO também é mimetizado como preço do mercado de curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças - PLD), onde se fazem ajustes do mundo comercial com o físico.

O mimetismo mercantil

Desde as reformas de 1995 a singularidade brasileira representou um incômodo para a implantação de um sistema de mercado. Apesar das evidências, no passado, houve uma resistência dos consultores ingleses (COOPERS & LYBRAND, 1996) em aceitar que a gestão monopolista não poderia ser “desmontada” sob pena de perda da coordenação do sistema.

Vencida essa etapa, apesar da possibilidade de outras soluções, a decisão foi de se estabelecer um mercado virtual de energia. Já que seria impossível vincular a questão comercial ao mundo físico,

5 Em sentido estrito, o CMO nem é um custo marginal, uma vez que ele pode ultrapassar em muito custos de unidades de geração.

6 Há também aspectos puramente elétricos que também são considerados, mas, geralmente se traduzem em restrições para o problema energético.

criou-se uma espécie de “cartório” que emite certificados de energia assegurada fixa para cada usina. Uma complexa metodologia (MME, 2008) “decompõe” a energia total do sistema interligado em partes. Atribui-se inicialmente uma “responsabilidade” para o bloco hidráulico e térmico. Após essa etapa, o método decompõe esses dois grandes números por usina. Esses certificados, por serem negociados em leilões ou em contratos bilaterais, devem ter a homologação da ANEEL e ser mantidos constantes apesar da variabilidade do mundo físico. A cada mês a “virtualidade” tem que ser equiparada ao mundo real da operação. Nesse momento, usinas que geram abaixo do seu certificado devem “liquidar” a diferença por um preço (PLD⁷). Esse preço é o estimado pelo operador do sistema e, a menos de limites máximo e mínimo, é o próprio CMO.

Apesar dessa “virtualidade”, ironicamente, o certificado ganhou o nome de “garantia física” das usinas, mas nada tem a ver com a geração física. A metodologia que os define é a própria metodologia da operação do sistema, justamente a que se baseia em princípios monopolísticos, o oposto da competição. Nem a operação real e nem a configuração do sistema é imutável. Ao longo do tempo critérios são alterados. Portanto, “certificados” emitidos no passado não foram submetidos à mesma metodologia de certificados mais recentes e, portanto, a não isonomia é um atributo desse mercado.

Resumidamente, a emissão do certificado analisa as usinas de um horizonte futuro (15 anos) e simula a operação do sistema. A decisão de geração (simulada) é então ponderada pelo CMO de cada mês. Tudo se passa como se as usinas “vendessem” sua geração ao preço CMO. As hidráulicas “vendem mais” quando o CMO está baixo (muita água) e as térmicas aumentam sua “venda” quando o CMO está alto (pouca água).

- Trata-se de uma simulação do futuro, onde nem se tem absoluta certeza da própria disponibilidade das usinas simuladas.
- Tudo depende da ponderação pelo CMO, que, sendo dependente de uma variável aleatória (hidrologia), é também uma variável aleatória. A distribuição de probabilidade do CMO é determinante na emissão do certificado. Essa distribuição é totalmente dependente do critério de garantia e, em particular, do parâmetro custo do déficit.
- Há uma boa dose de tautologia no método porque os certificados das usinas dependem da simulação de outras que podem nem vencer o certame⁸.

Isso significa que, em nome de se estabelecer um valor de energia fixo para algo variável, colocou-se o modelo de operação no núcleo do modelo mercantil. Essa decisão “engessa” a metodologia,

7 Preço de Liquidação de Diferenças.

8 Um exemplo concreto é o caso das térmicas a óleo que foram “simuladas” na obtenção dos certificados das usinas no leilão de 2008 e não foram construídas.

pois interesses comerciais são afetados por possíveis mudanças nos critérios. Além disso, o processo simulado não é exatamente a operação real praticada pelo operador, que só lida com usinas existentes. É uma simulação, mas sem outros mecanismos adotados no mundo real⁹. Hoje, há uma dissidência crescente entre a visão real do operador e a simulação adotada no planejamento¹⁰. Portanto, os certificados podem estar representando uma garantia que não ocorre na prática.

Um estranho mercado de curto prazo

O atual sistema mercantil pressupõe 2 ambientes distintos. Um ambiente de contratação regulado (ACR), composto de consumidores cativos representado por suas distribuidoras e um ambiente de contratação livre (ACL). A contratação no ACR é formalizada através de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões. Os contratos no ACR são de longo prazo.

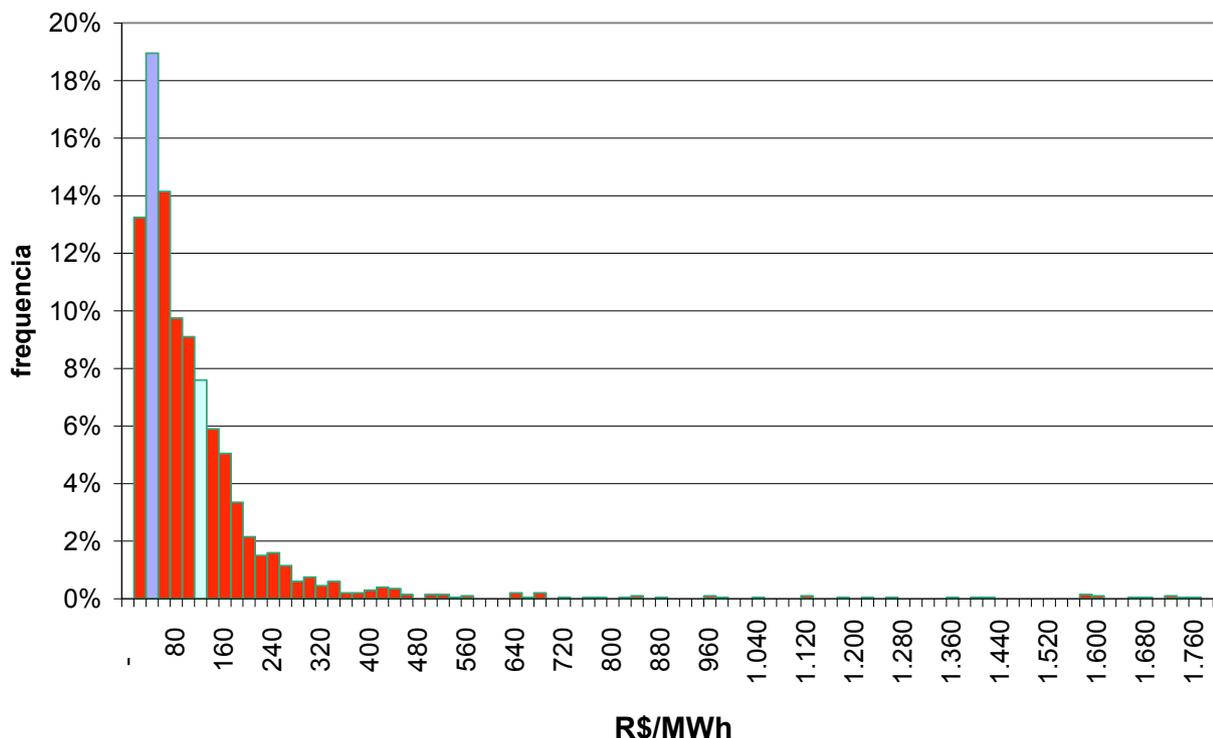
Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia por meio de contratos bilaterais. Os Geradores, sejam concessionários de serviço público, Produtores Independentes, Autoprodutores ou Comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. No ambiente livre não há exigência de prazos em contratos, muito embora haja alguns de longo prazo¹¹.

9 A metodologia de emissão do certificado não utiliza o histórico de vazões dos rios brasileiros. Usa séries sintéticas que estendem o histórico de 70 anos para 2.000 anos. Como os certificados são uma média ponderada, a extensão dos dados foi também uma exigência estatística, pois, com o histórico, têm-se apenas 70 Janeiros, 70 Fevereiros, etc. O nível de significância das médias ponderadas encontradas com o histórico seria muito baixo.

10 O planejamento, sendo responsabilidade do governo, é efetivamente realizado na EPE – Empresa de Pesquisa Energética criada através do Decreto 5.184, de 16 de Agosto de 2004.

11 É importante lembrar que os contratos não correspondem à geração física.

Gráfico I: Distribuição de Probabilidades do CMO



Todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE¹² e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Nele, são feitos grande parte dos ajustes do mundo contratual e o mundo físico¹³. Como as decisões de despacho não são tomadas pelos agentes, não há negociação daquele que gerou mais do que seu certificado para “vender” seu “excedente” ao que gerou menos. Essa diferença é liquidada “automaticamente” ao preço PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) que, a menos de limites superiores e inferiores, é o próprio CMO, um “preço” do operador. Os limites inferiores e superiores do PLD estão fixados e homologados pela ANEEL: Atualmente valem respectivamente R\$ 12,08/MWh e R\$ 689,18/MWh¹⁴.

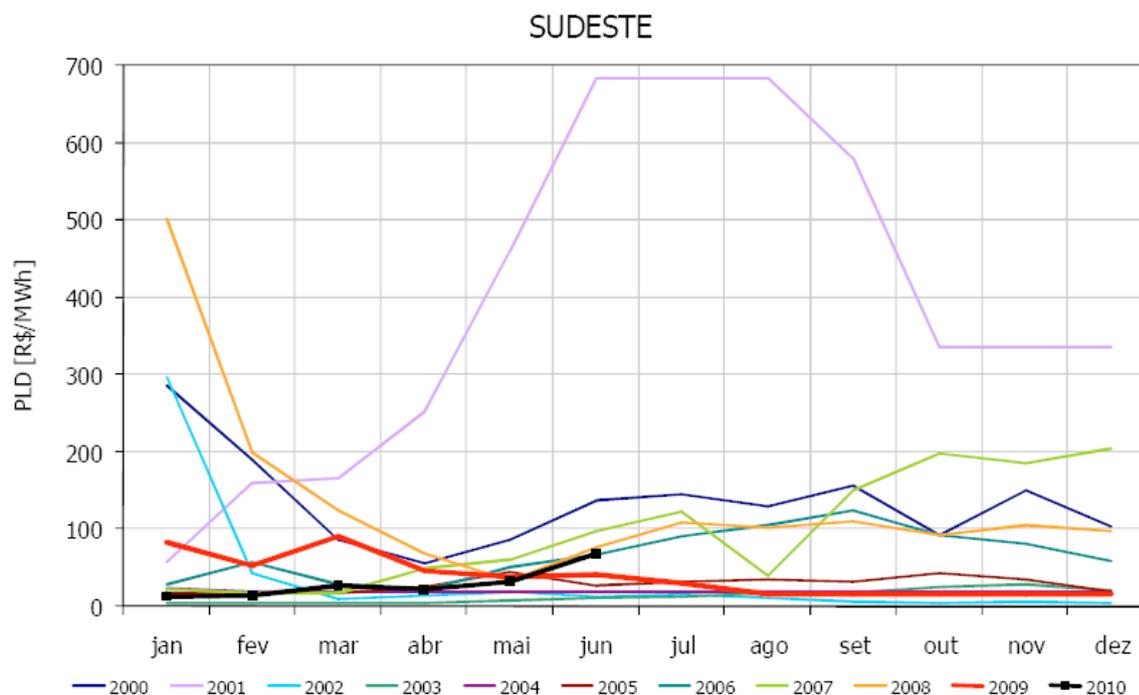
12 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - criada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

13 Na realidade essas diferenças são realizadas em dois módulos separados. As hidráulicas participam de um rearranjo denominado Mecanismo de Realocação de Energia que não tem nada de físico, como o nome pode sugerir. Trata-se de uma conta puramente financeira para ajustes dos certificados e o mundo real entre as hidráulicas.

14 O limite superior ainda guarda uma relação com o mundo físico, correspondendo ao custo da térmica mais cara. O inferior é um custo arbitrado com justificativas muito contestáveis, pois não há sistema no mundo que possa produzir e comercializar energia por um valor tão baixo.

É conveniente ressaltar a inconsistência “doutrinária” do nosso modelo mercantil. O preço que promove a troca de “energia” entre agentes é definido¹⁵ pelo Operador Nacional do Sistema que, por princípio estatutário, não tem nenhuma informação sobre a questão comercial. Esse valor é resultante de metodologia de otimização monopolista. A inconsistência seria apenas de princípios não fosse outra característica do sistema brasileiro: a hidrologia tropical. A combinação variabilidade da hidrologia tropical com o critério de garantia de suprimento produz um CMO cuja distribuição de probabilidades é a do gráfico 1¹⁶.

Pode-se perceber uma grande assimetria. Há uma absoluta predominância de preços baixos. O valor mais provável está no entorno de R\$ 40/MWh (azul escuro), a média se situa no entorno de R\$ 110/MWh (azul claro)¹⁷. O CMO é o “gatilho” das térmicas. Quando esse custo supera o custo de operação de uma térmica, ela é despachada. Portanto, essa distribuição também dá uma idéia da frequência de uso de geração térmica em função do preço¹⁸. Térmicas caras são pouco usadas, mas recebem certificados que as permitem vender energia.



Não é difícil compreender porque o CMO tem esse comportamento. Ao adotar um risco de déficit baixo como critério, automaticamente assume-se um viés “pessimista” sobre a hidrologia. Ou seja,

15 Na realidade, essa liquidação é feita pela CCEE, outra instituição, mas que replica a metodologia da operação.

16 Distribuição obtida do Plano Decenal de Energia 2007-2016.

17 Este último valor é muito próximo do custo marginal de expansão, o que mostra, nesse caso, uma situação de “equilíbrio estrutural entre oferta e demanda (igualdade entre custos marginais de longo e curto prazo).

18 A curva é a própria política energética adotada na operação. Fica evidente que na maioria do tempo, quem está gerando são as hidráulicas.

para garantir um baixo risco, na maioria do tempo, o sistema tem mais água do que a assumida pelo critério. Isso significa que, freqüentemente, o CMO será baixo e, para o operador, as térmicas geram pouca energia. Mais raramente, o CMO pode subir muito, significando a necessidade de uso de toda a capacidade de geração térmica. O Gráfico II mostra o histórico do PLD no Sudeste desde o ano 2000. As ocorrências confirmam a distribuição de probabilidades do Gráfico I. À exceção do ano do racionamento (2001) e algum “susto” entre 2007 e 2008, o PLD se situou em patamares desprezíveis quando comparado ao nível tarifário brasileiro no mercado cativo¹⁹.

Portanto, se a energia elétrica pode ser “liquidada” a preços irrisórios, resta perguntar quem pode atuar nesse mercado de curto prazo e qual o destino dessa regalia. Não há dúvidas de que, estruturalmente, o modelo gera uma situação privilegiada, pois, ao contrário da experiência de outros sistemas, ficar “exposto ao spot” no Brasil pode ser uma enorme vantagem, até porque a verificação é feita posteriormente à geração ou ao consumo.

No caso de uma geradora, como as empresas não comercializam a sua própria geração, a contabilidade é feita comparando-se mês a mês o “certificado” e a energia efetivamente produzida. Se essa última for inferior ao certificado, a geradora deve “liquidar” a diferença pelo preço PLD. No caso de uma térmica flexível²⁰, até que o CMO atinja o seu custo próprio de geração, sua “não-geração” será coberta pelo sistema ao custo PLD, que, pela lógica do modelo, é inferior ao custo da térmica. Como há uma alta probabilidade de PLD's baixos, uma térmica que tenha uma sobra de certificado não contratada pode comercializar a prerrogativa de “vender energia sem gerar”. Assim, comercializadores, com algum risco, podem cumprir seus contratos de médio prazo com um mix de contratos de curto prazo onde a regra geral é pagar PLD + x a quem tem esse direito. O importante é compreender que, nesse sistema, o CMO, um preço monopolístico e “avesso” à competição, é o parâmetro do mercado.

Os relatórios da CCEE mostram que a quantidade de energia comercializada no mercado de curto prazo não foi desprezível. De 2002, após o racionamento, até 2006, cerca de 3 TWh/mês foram liquidados nesse ambiente (cerca de 8% do total)²¹. O PLD não ultrapassou R\$ 20/MWh. Considerando-se que um preço arbitrário no entorno de R\$ 70/MWh ainda seria muito vantajoso e não embutiria o despacho de usinas térmicas flexíveis, aproximadamente um “subsídio” de R\$ 50/MWh foi concedido a quem pode atuar nesse mercado. Essa estimativa da diferença, R\$ 150 milhões/mês, é certamente uma apropriação da renda advinda da abundância da hidrologia brasileira. Outro arranjo capturaria essa renda para diminuição de custos.

19 Sem impostos, o mercado cativo brasileiro paga aproximadamente R\$ 350/MWh.

20 Sem obrigação contratual ou técnica de geração compulsória.

21 Na região Sudeste o mercado livre chega a 70% da carga. Com valores tão altos, chega a ser irônico que o nome “liquidação de diferenças” seja mantido nesse ambiente. Na realidade há uma contabilização com médias móveis significando que uma exposição negativa pode ser compensada por uma exposição positiva. No sistema brasileiro tal compensação não tem sentido.

Importante salientar que o mercado de curto prazo no Brasil nem sempre envolve cargas adicionais que, fruto de negociação com vendedores, são atendidas por um período de tempo. Toda essa confusa manobra contábil pode ser feita sobre consumo e geração já efetuados. O ambiente deveria ser de “liquidação de diferenças”, mas, pelo volume registrado, trata-se de muito mais do que pequenas defasagens. Também não se trata de um ambiente físico distinto do mercado cativo. Na realidade tudo que é realizado nesse mercado tem efeito sobre o resto e, atualmente, quase 30% da carga está sob essa regulamentação.

O aspecto preocupante é que não existem usinas do mercado livre e usinas do mercado regulado. Os leilões têm reservado um percentual dos projetos para ser comercializado livremente, mas é o mercado regulado que garante a viabilidade do empreendimento. O livre, por não ter o longo prazo como exigência, por sua volatilidade, não poderia ser usado como garantia. Além disso, sendo pouco regulado e dotado de práticas comerciais sigilosas, pode aproveitar das vantagens do mercado de curto prazo com mais frequência. Hoje, boa parte da comercialização se reveste de segredos comerciais incompatível com a transparência que um serviço público deveria ter. É muito difícil saber quem compra de quem, por quanto tempo e qual o valor da energia comercializada.

Atualmente está em discussão uma nova metodologia de contabilização sobre insuficiência de lastro, ou seja, contratos que não têm respaldo em energia segura, conforme o critério vigente. A nota Técnica nº 123/2010–SEM/ANEEL (ANEEL, 2010) descreve um histórico de funcionamento do mercado livre e identifica diversos problemas da modelagem. Através de exemplos numéricos, mostra que, dada a permissividade de verificação de lastro numa janela de 12 meses, podem ocorrer situações onde, mesmo sem lastro, o agente não fica exposto ao “spot” e nem paga penalidade por essa prática. De certo modo, querendo regulamentar certas práticas, a nota é também um testemunho de anomalias. Tendo identificado esses problemas de modelagem tardiamente, pelo menos a agência abriu uma fenda de um ambiente pouco transparente. Resta saber se a sociedade tem capacidade de compreensão do sistema.

No momento em que esse texto é escrito há uma proposta de resolução que pretende criar um neologismo; “alavancagem energética”, cujo significado é vender energia sem ter lastro físico. A resolução, por incrível que pareça, não proíbe a prática. Propõe um escalonamento da manobra permitindo alavancagens até 30%.

Um preconceito no meio do caminho

É evidente que o modelo competitivo vigente no sistema elétrico brasileiro tem um excesso de mimetismos:

- Para ter um valor de energia fixo para cada usina, é necessária uma simulação da operação mês a mês de todo o sistema com uma provável configuração futura com todas as incertezas

inerentes ao processo. Nenhum outro exemplo de sistemas sob a filosofia mercantil no mundo necessita tal detalhamento.

- Uma metodologia cada vez mais distinta da operação real pode emitir “certificados” de energia que pouco tem a ver com a geração real.
- O preço do mercado de curto prazo é determinado por um método matemático monopolista que desconhece totalmente os interesses comerciais.
- O mercado livre atua sobre o mesmo sistema onde está o mercado regulado. A predominância de contratos curtos pode afetar a garantia de todos. Não há nenhuma semelhança com verdadeiros mercados competitivos de energia.

A evidente complexidade foi acompanhada de um arranjo institucional que fragmentou a responsabilidade da gestão²² do setor. Diversos custos antes inexistentes foram criados sob forma de “encargos”. Um sintoma preocupante é a evolução da tarifa de energia. Hoje temos uma das mais caras energias de base hidroelétrica do planeta (D'ARAUJO, R. 2011).

Ora, se a característica principal do nosso sistema é a variabilidade da geração de cada usina no intuito de oferecer uma energia confiável, como foi indicada no item 5, a escolha de certificados fixos de energia não é uma boa opção. Tendo uma geração advinda principalmente de afluências de clima tropical, a incerteza é muito grande para definir a priori uma capacidade de geração imutável para cada usina. O valor real e palpável em sistemas como o nosso é a potência da usina. Dada a variabilidade do despacho, seria melhor um gestor do mercado que pudesse “contratar” as potências (MW) que estejam disponíveis para que se possa administrar o sistema sob critérios monopolistas sem impacto nas rendas dos agentes. O “enigma” que parece ter sido rejeitado pelo mercado é que isso exigiria um “contratante” centralizado de potência (MW) e que vende a energia resultante da operação (MWh). Infelizmente, apesar desse arranjo não implicar em estatização, essa foi a interpretação utilizada para não seguir esse caminho. Esse modelo é conhecido como “Comprador Majoritário”.

Conceitualmente, ele é baseado nos seguintes importantes princípios:

- A usina pode ser privada, mas a água e as riquezas que dela decorrem são da sociedade.
- Não há como separar as funções de operação, planejamento e comercialização sem perder a capacidade de coordenação.

22 Hoje temos, além da reguladora ANEEL, o ONS, a EPE, a CCEE e ainda o Comitê de Monitoramento da Operação. As tarefas desses órgãos eram realizadas pelo DNAEE e pela Eletrobrás de forma colegiada com as empresas.

Em 2003, através de um grupo de trabalho no MME²³, foi proposto outro modelo cuja estrutura:

- Reconhecesse as características de compartilhamento de recursos do sistema brasileiro.
- Garantisse o investidor, cujo único risco passaria a ser o projeto.
- Dispusesse relações comerciais simples, transparentes e facilitador do planejamento
- Reconhecesse as vantagens da energia gerada por usinas hidrelétricas amortizadas, transferindo-as ao consumidor através de menores tarifas ou de fundos, garantindo uma razoável geração interna de recursos para a expansão.
- Buscasse permanentemente a modicidade tarifária.
- Remunerasse a disponibilidade de usinas e linhas, mas que a energia gerada seria do sistema e utilizada para benefício de todos.

Nessa configuração, uma entidade de interesse público “adquire” as disponibilidades de potência de todas as fontes²⁴, opera sob o conceito de racionalidade econômica e vende energia ao mercado consumidor. Essa entidade não teria fins lucrativos, cobrando apenas seus custos operacionais. Comparando com a organização institucional hoje existente, essa instituição poderia reunir a CCEE, o ONS, a EPE, e o CEPEL²⁵. Não haveria a necessidade de se criar uma estatal. Tanto o ONS²⁶ como a CCEE, com organizações já implantadas, poderiam exercer esse papel.

Evidentemente não há sistema perfeito e provavelmente a proposta teria que ajustar-se a casos específicos. De qualquer modo, essa oportunidade foi descartada e sequer foi levada ao conhecimento público. Não houve sequer debates pelos agentes do setor, o que mostra uma espécie de “autocracia” interpretativa das vontades do “mercado”.

Hoje parece ser evidente que há muito mais dúvidas do que certezas no setor elétrico brasileiro. Muito embora as reformas realizadas pelo governo Lula tenham reparado as falhas mais gritantes do período FHC, as bases mimetizadas permanecem. A necessidade constante de reformas, regras e legislações observadas até hoje é um eloqüente sintoma de que há discrepâncias não enfrentadas. É necessária uma profunda revisão de princípios e o abandono de preconceitos para que

23 Portaria 040 de 6 de fevereiro de 2003 – Nomeava os seguintes técnicos: Mauricio Tolmasquim (coordenador), Albert Cordeiro Geber de Melo, Amílcar Gonçalves Guerreiro, Carlos Augusto Amaral Hoffman, Francisco José da Rocha de Sousa, José Eduardo Pinheiro Santos Tanure, José Paulo Vieira, Leslie Afrânio Terry, Luiz Augusto Lattari Barreto, Marciano Morozowski Filho, Maria Elvira Pinero Maceira, Paulo Roberto de Holanda Sales, Ricardo Spanner Homrich, Roberto Pereira d'Araujo, Sebastião Soares, Ronaldo Schuck.

24 Os contratos poderiam se assemelhar a um “leasing” das instalações.

25 CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – Responsável por toda a metodologia e que, estranhamente, pertence à Eletrobrás, que, sob o modelo mercantil, é apenas mais um agente do setor.

26 Na realidade, a transmissão já é gerida dessa forma pelo ONS.

Comunicação

se possa manter um debate franco e aberto com a sociedade brasileira. Afinal, independente de distorções cambiais, o Brasil tem a mais cara energia hidroelétrica do planeta.

A expansão da oferta, principalmente na opção hidroelétrica, vai exigir uma visão ampla sobre os impactos e as potencialidades que esses projetos têm sobre as regiões adjacentes. Como compatibilizar essa necessidade em um modelo predominantemente mercantil que só enxerga o kWh produzido e onde as empresas públicas também atuam sob “regras de mercado”?

É imprescindível tornar as empresas estatais organismos realmente públicos. Além da inaceitável influência política, as estatais têm sido usadas como coadjuvantes compulsórias de um processo confuso de privatização dissimulado. Obrigadas a participar de forma minoritária em projetos, deixam muitas dúvidas sobre a isonomia de suas taxas de retorno. Esse papel coadjuvante e submisso começou em 2003 quando foram obrigatoriamente descontratadas apesar de terem preços baixos. Em nome da segurança e da otimização de custos, continuaram a gerar recebendo para isso apenas R\$ 4/MWh²⁷. Depois, em 2004, perante uma inédita queda de demanda, foram obrigadas a vender sua energia em leilão em contratos de 8 anos de duração com um mercado retraído. Essa decisão representou, na prática, um engessamento das receitas ou a imposição da absorção da queda na renda do setor.

Enfim, o setor elétrico brasileiro, por força da adoção de modelagem pouco aderente ao nosso singular mundo físico, transformou-se num imenso mistério para a maioria dos cidadãos. Um setor cuja tecnologia não é exatamente uma novidade, converteu-se num emaranhado de órgãos, encargos, regras, provocando, principalmente, aumentos tarifários. Esse artigo é uma tentativa de colocar um pouco de luz sobre esse problema.

Referências bibliográficas

ANEEL. **Nota Técnica nº 123/2010–SEM/ANEEL**, 2010. Disponível em www.aneel.gov.br.

CEPEL. **Manual de Referência – 2010 - Modelo Newave**, 2010. Pode ser obtido em http://www.cose.fee.unicamp.br/minicose/Secundino/newave-decomp-dessem/Newave_comentado.pdf.

COOPER, M. N. **Electricity Deregulation and Consumers Lessons; From A Hot Spring And A Cool Summer**. Consumer Federation of America, 2001.

COOPERS & LYBRAND. **Working Paper nº B2: Regulatory Map**. Rio de Janeiro: MME/SEN/ELETOBRÁS, 1996.

D'ARAUJO, R. **Setor Elétrico Brasileiro: Uma aventura mercantil**. CONFEA – Série Pensar o Brasil, 2009.

27 Na época, o PLD valia R\$ 4/MWh

D'ARAUJO, R. **O Mistério das tarifas elétricas brasileiras**. IFES – UFRJ, 2011. <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor>

ENCICLOPÉDIA OF EARTH, 2008. http://www.eoearth.org/article/Energy_profile_of_Japan#Sector_Organization_3

MACGREGOR, T. **Electricity Restructuring in Britain: Not a Model to Follow**. Spectrum - IEEE, May 2001.

MME. Governo Federal. **Metodologia de cálculo da garantia física das usinas - nº EPE-DEE-RE-099/2008**, 02 de julho de 2008.

KELMAN, J. **Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em consideração o uso múltiplo da água**. ANA, Nov-2002.

TERRY, L. A. **Monopólio Natural na Geração e Transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro**. In A reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Paz e Terra, 2003.

THOMAS, S. **Electricity Liberalization Experiences in the World 2007**. Greenwich University - Public Research Unit – www.psiru.org