



**1º LUGAR – REGULAÇÃO ECONÔMICA**

**AUTOR: RAFAEL CAMPELO DE MELO FERRAZ**

**BRASÍLIA-DF**

**REGULAÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO  
DOS CASOS BRITÂNICO, NORUEGUÊS E BRASILEIRO**

# Regulação de Mercados de Energia Elétrica: Estudo dos Casos Britânico, Norueguês e Brasileiro

## RESUMO

Este trabalho analisa algumas experiências de reestruturação do setor elétrico. Serão apresentadas e discutidas as experiências dos Países Nórdicos, onde foi criado o *Nord Pool*, da Grã-Bretanha, e do Brasil, processo iniciado no Governo Fernando Henrique Cardoso – FHC, com a criação de um modelo concorrencial para o setor e sua substituição por um novo modelo elaborado pelo Governo Luís Inácio “Lula” da Silva. A primeira reforma do setor elétrico brasileiro foi interrompida de uma grave crise de abastecimento que explicitou as falhas em sua implantação e concepção. O governo posterior realizou então uma “reforma da reforma” a fim de superar tais falhas e garantir um bom funcionamento para o setor, mas nem todos os problemas foram resolvidos.

O presente trabalho é dividido em cinco Capítulos. Após essa introdução, o primeiro apresenta uma revisão da literatura teórica que inspirou de abertura dos o processo de introdução da concorrência em mercados de energia elétrica a concorrência. São examinadas as especificidades desse mercado, suas falhas e as maneiras sugeridas para superá-las. O segundo capítulo estuda a experiência da Noruega, o desenvolvimento do *Nord Pool* e a crise de oferta que os países participantes do *pool* enfrentaram em 2002/03. No terceiro Capítulo apresenta-se

a experiência britânica, onde houve privatização da estatal de energia elétrica, a abertura à concorrência com um mercado em forma de *Pool*, com participantes capazes de exercer poder de mercado, e sua reestruturação e substituição por um mercado de contratos bilaterais, após ter sido evidenciado o uso desse poder de mercado em detrimento dos consumidores. O quarto capítulo compreende a discussão do caso brasileiro. São analisados os modelos FHC e Lula e a crise de abastecimento de 2001. Também é discutida a proposta CERME, que propõe a uma maior separação entre os ativos físicos e financeiros das geradoras com forma de minimizar os riscos associados a hidrologia e de aumentar a eficiência do sistema. O quinto e último Capítulo destina-se às conclusões finais.

As experiências analisadas nos permitem concluir que a liberalização do setor elétrico é um processo complexo, devendo-se atentar sempre as particularidades de cada mercado, mas que, quando bem efetuada, traz ganhos de eficiência muito além dos que podem ser obtidos por meio da regulação tradicional do setor. Chamamos atenção também para a importância de uma reestruturação do mercado brasileiro nos moldes da sugerida pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB, para o desenvolvimento de um mercado efetivamente competitivo.

## SUMÁRIO

Lista da Siglas e Abreviaturas	3
INTRODUÇÃO	5
CAPÍTULO 1. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	8
1.1 Mercados de Competitivos de Energia Elétrica	10
1.1.1 O Sistema de Transmissão	11
1.1.2 Desenhos de mercado	14
CAPÍTULO 2 <i>NORD POOL</i> : O MERCADO INTEGRADO DOS PAÍSES NÓRDICOS	17
2.1 A Pioneira	18
2.1.1 O <i>Energy Act</i>	20
2.1.2 A Integração do Mercado	25
2.2 O Mercado Posto à Prova	30
CAPÍTULO 3 A EXPERIÊNCIA BRITÂNICA	34
3.1 O <i>Pool</i>	38
3.2 O <i>New Electricity Trading Arrangements</i> – NETA	46
CAPÍTULO 4 O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SISTEMA BRASILEIRO	50
4.1 O Modelo FHC	52
4.2 O Modelo Lula	57
4.3 A Proposta CERME	62
CONCLUSÕES	65
BIBLIOGRAFIA	69

## Lista de Abreviaturas

<b>ABCE</b>	Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica
<b>Abraceel</b>	Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica
<b>Abradee</b>	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
<b>ACR</b>	Ambiente de Contratação Regulada
<b>ACL</b>	Ambiente de Contratação Livre
<b>Apine</b>	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
<b>BM</b>	<i>Balancing Mechanism</i>
<b>CBIEE</b>	Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>CCGT</b>	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>
<b>CECB</b>	<i>Central Electricity Generation Board</i>
<b>CERME</b>	Centro de Excelência em Regulação de Mercados de Energia
<b>CHESF</b>	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
<b>DGES</b>	<i>Director General of Electricity Supply</i>
<b>ENOQ-4</b>	Contrato para o próximo período de um quarto de mês no <i>Nord Pool</i>
<b>EPE</b>	Empresa de Planejamento Energético
<b>FPN</b>	<i>Final Physical Notifications</i>
<b>LMP</b>	<i>Locational Marginal Price</i>
<b>LOLP</b>	<i>Loss of Load Probability</i>
<b>MAE</b>	Mercado de Atacado de Energia
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia
<b>MRE</b>	Mecanismo de Realocação de Energia
<b>NCA</b>	<i>Norwegian Competition Authority</i> (Autoridade norueguesa de competição)
<b>NETA</b>	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
<b>NGC</b>	<i>National Grid Company</i>
<b>NSHEB</b>	<i>North of Scotland Hydro-Electric Board</i>
<b>NVE</b>	<u><i>Norges vassdrags- og energidirektorat</i></u> (Autoridade de água e energia norueguesa)
<b>OCGT</b>	<i>Open Cycle Gas Turbine</i>
<b>ONS</b>	Operador Nacional de Sistema
<b>OS</b>	Operador de Sistema
<b>OFFER</b>	<i>Office of Electricity Regulation</i>
<b>OFGEM</b>	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
<b>PPP</b>	<i>Pool Purchase Price</i>
<b>PSA</b>	<i>Pooling and Settlement Agreement</i>
<b>PSP</b>	<i>Pool Selling Price</i>
<b>REC</b>	<i>Regional Electricity Companies</i>
<b>RESEB</b>	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
<b>SBP</b>	<i>System Buy Price</i>
<b>SSEB</b>	<i>South of Scotland Electricity Board</i>
<b>SMP</b>	System Marginal Price
<b>SSP</b>	<i>System Sell Price</i>

**Transco** *Transmission Company*  
**UKPX** *Preço spot no NETA*  
**VOLL** *Value of Lost Load*

## INTRODUÇÃO

O processo de liberalização das indústrias de infra-estrutura, com o fim de monopólios regulados, abertura ao capital privado e introdução da concorrência, foi iniciado a mais de três décadas. Enquanto em outras indústrias a constestabilidade<sup>1</sup>, assegurada por progresso tecnológico ou por regulação<sup>2</sup>, muitas vezes foi capaz de assegurar a concorrência, a indústria de energia elétrica ainda tem particularidades, como a inelasticidade da demanda em relação ao preço no curto prazo, a incapacidade de se armazenar eletricidade economicamente e os altos custos de entrada, que dificultam o desenvolvimento de mercados competitivos. Entretanto, as experiências pioneiras da Noruega e da Grã-Bretanha, no início da década de 90 mostraram que havia espaço para a introdução da concorrência nas áreas de geração e distribuição, iniciando assim um processo que se espalhou pelo resto do mundo com resultados positivos de uma maneira geral (HUNT, 2002).

Este trabalho analisa algumas experiências de reestruturação do setor elétrico. Serão apresentadas e discutidas as experiências dos Países Nórdicos,

---

<sup>1</sup> Em economia usa-se o termo mercado contestáveis para designar mercados onde um resultado competitivo é obtido mesmo com alta concentração de mercado. São caracterizados pela ausência de barreiras significativas à entrada e a saída, de modo que, caso a firma incumbente eleve seus preços acima do custo marginal, novos entrantes serão atraídos por esses lucros extraordinários e aumentarão a concorrência.

<sup>2</sup> Regulação se refere ao controle de preços de fornecedores monopolistas e restrições a entrada em mercados. Geralmente são utilizadas formas que buscam refletir o custo de serviço ou uma remuneração fixa ao capital investido. Desregulamentação é a remoção desses controles de preços e de entrada.

onde foi criado o *Nord Pool*, um mercado integrado de energia para quatro países<sup>3</sup>; da Grã-Bretanha, onde houve tentativa de abertura a concorrência em um mercado dominado por duas firmas capazes de exercer poder de mercado e a subsequente reestruturação do mercado; e do Brasil, processo iniciado no Governo Fernando Henrique Cardoso – FHC, com a criação de um modelo concorrencial para o setor e sua substituição por um novo modelo elaborado pelo Governo Luís Inácio “Lula” da Silva. A primeira reforma do setor elétrico brasileiro foi interrompida de uma grave crise de abastecimento que explicitou as falhas em sua implantação e concepção. O governo posterior realizou então uma “reforma da reforma” a fim de superar tais falhas e garantir um bom funcionamento para o setor, mas nem todos os problemas foram resolvidos. Serão analisados os dois modelos brasileiros e as causas da crise à luz da experiência dos dois países citados anteriormente. Em seguida será discutida a proposta do Centro de Excelência na Regulação de Mercados de Energia – CERME da Universidade de Brasília para a elaboração de um modelo institucional para o setor elétrico brasileiro.

O presente trabalho é dividido em cinco Capítulos. Após essa introdução, o primeiro apresenta uma revisão da literatura teórica que inspirou de abertura dos o processo de introdução da concorrência em mercados de energia elétrica a concorrência. São examinadas as especificidades desse mercado, suas falhas e as maneiras sugeridas para superá-las. O segundo capítulo estuda a experiência

---

<sup>3</sup> O termo Países Nórdicos rigorosamente falando abrange a Dinamarca, Noruega, Suécia, Finlândia e Islândia. No entanto, devido a seu isolamento geográfico, a Islândia não faz parte do mercado integrado de energia elétrica. Atualmente, empresas de outros países europeus também participam do *Nord Pool*.



da Noruega, o desenvolvimento do *Nord Pool* e a crise de oferta que os países participantes do *pool* enfrentaram em 2002/03. No terceiro Capítulo apresenta-se a experiência britânica, onde houve privatização da estatal de energia elétrica, a abertura à concorrência com um mercado em forma de *Pool*, com participantes capazes de exercer poder de mercado, e sua reestruturação e substituição por um mercado de contratos bilaterais, após ter sido evidenciado o uso desse poder de mercado em detrimento dos consumidores. O quarto capítulo compreende a discussão do caso brasileiro. São analisados os modelos FHC e Lula e a crise de abastecimento de 2001. Também é discutida a proposta CERME, que propõe a uma maior separação entre os ativos físicos e financeiros das geradoras com forma de minimizar os riscos associados a hidrologia e de aumentar a eficiência do sistema. O quinto e último Capítulo destina-se às conclusões finais.

## CAPÍTULO 1. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

A indústria de energia elétrica pode ser dividida em cinco atividades principais: geração, transmissão, operação do sistema, distribuição e fornecimento. A geração consiste na produção de energia elétrica para a venda às distribuidoras e fornecedores. A transmissão envolve o transporte dessa energia em linhas de alta tensão, como forma de minimizar as perdas, até os centros de distribuição. A operação de sistemas visa coordenar a produção de energia em tempo real para que essa atenda a demanda de forma contínua, levando em consideração todas as restrições do processo de produção e do sistema de transmissão para o funcionamento eficiente do sistema. A função da distribuição consiste na transformação da energia em alta voltagem, recebida do sistema de transmissão, para a de baixa voltagem, utilizada pelos consumidores finais, incluindo a medição e a cobrança pelo consumo desses últimos. A função de fornecimento consiste na compra de energia no atacado para a venda no varejo, diferenciando-se da distribuição pela ausência de uma rede de distribuição, seu foco são os consumidores eletricidade que podem escolher seu fornecedor<sup>4</sup>.

Dentre essas atividades, é amplamente aceita a possibilidade de introdução da concorrência na geração e no fornecimento, com as funções de transmissão, distribuição e operação de sistemas sendo monopólios naturais que necessitam de regulação para seu bom funcionamento.

---

<sup>4</sup> O Brasil atualmente permite a escolha a consumidores com demanda acima de 10.000 kW enquanto no Reino Unido e na Noruega todos os consumidores tem esse direito.

Em seu trabalho sobre a introdução da concorrência em mercados de eletricidade Sally Hunt (2002) define quatro tipos de modelos que diferem quanto ao nível de desregulamentação. O primeiro modelo é o tradicional monopólio verticalmente integrado que abrange toda a cadeia produtiva, as únicas exceções sendo no caso em que empresas independentes realizavam a distribuição, enquanto as outras áreas permaneciam integradas. No segundo modelo, existem geradores independentes que vendem sua energia ao monopólio integrado por meio de contratos de longo prazo, que geralmente abrangem toda a produção da usina geradora em questão durante sua vida útil. Esse modelo geralmente é utilizado em países em desenvolvimento para atrair investimento externo, com contratos realizados em dólares para garantir o retorno do investimento. A competição começa no terceiro modelo, onde não há mais regulação da geração e os grandes consumidores e distribuidoras podem contratar livremente seu consumo de energia elétrica. No entanto, as distribuidoras ainda detêm o monopólio do fornecimento aos pequenos consumidores finais e é essa a diferença entre o terceiro e o quarto modelo, que permite que todos os consumidores escolham seus fornecedores.

No Brasil, o setor elétrico consistia basicamente em um monopólio estatal em que a operação e o planejamento do sistema eram frutos da cooperação técnica de empresas estatais federais de transmissão e geração e estatais estaduais de distribuição. Como salienta Bandeira (2003), em estudo das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro, não havia incentivos à eficiência e critérios políticos regiam os investimentos na expansão do sistema. Sujeitas a freqüentes cortes em seus orçamentos e à utilização de

congelamento de suas tarifas como forma de atingir metas macroeconômicas desejadas pelo governo – controle da inflação, por exemplo. Os investimentos das estatais se viam frequentemente sujeitos a atrasos em seus cronogramas, em um quadro que evoluiu até o esgotamento da capacidade de financiamento estatal.

## 1.1 Mercados de Competitivos de Energia Elétrica

Na teoria econômica são considerados eficientes os mercados que satisfazem um serie de critérios: um grande número de comparadores e vendedores, homogeneidade dos produtos, informação perfeita, igualdade de acesso a recursos e tecnologias, e liberdade de entrada. Nesses mercados a concorrência apenas garante uma alocação eficiente dos recursos. Mercados que não apresentam uma dessas características são considerados imperfeitos.

Mercados de energia elétrica possuem particularidades que o tornam inerentemente imperfeitos e seu desenvolvimento requer que se atente às restrições de natureza tanto física quanto econômica existentes. A eletricidade não pode ser armazenada em grandes quantidades de maneira economicamente viável de modo que a oferta e a demanda têm que se igualar a cada instante. Além disso, a demanda não responde a variações de preços que ocorrem no decorrer do dia, de modo que a coordenação deve se dar do lado da oferta.

Joskow e Schmalensee (1983), em seu trabalho pioneiro, apontam para o problema importante da falta de resposta da demanda a variações no preço *spot*<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Preço *spot* significa o preço à vista de uma determinada mercadoria no momento da transação.

no curto prazo. De maneira geral, o consumidor de energia sempre foi cobrado de acordo com uma tarifa regulada que consistia em uma média dos preços *spot* que seriam verificados no período em questão, caso esse mercado de preços *spot* existisse. Isso isenta os consumidores da exposição às flutuações do preço que ocorrem no curso de um dia, de modo que sua demanda é inelástica a essas variações no preço. Desse modo, é necessária a existência de capacidade geradora adicional apenas para suprir a demanda superior dos horários de pico, uma vez que os preços mais altos verificados nesses períodos não reduzem o consumo para equilibrar o mercado.

### **1.1.1 O Sistema de Transmissão**

O sistema de transmissão é outro ponto que requer atenção especial. Ao contrário de outros sistemas de transporte, em que se pode distinguir com clareza o percurso realizado do vendedor ao comprador, a energia flui em corrente alternada livremente por todo o sistema de transmissão. Seu deslocamento se dá de acordo com as Leis de Kirchhoff, com a energia fluindo por todos os caminhos possíveis entre um ponto de injeção e um de extração na proporção inversa a impedância. Novas tecnologias que alteram essa impedância em pontos específicos do sistema permitem algum controle sobre os caminhos que esse fluxo toma, mas, de maneira geral, ele não pode ser determinado pelos agentes. Em uma analogia bastante simplificadora, podemos comparar o sistema de transmissão a um reservatório de água, com os geradores colocando água e os

consumidores retirando-a, mas sem que se possa saber quem consumiu a água produzida por determinado gerador (HUNT, 2002).

A realidade muito mais complexa do sistema de transmissão decorre de sua fragilidade em relação a excesso de cargas e de sua natureza interligada. Um excesso de carga que provoque a falha de uma linha de transmissão pode rapidamente se espalhar por todo o sistema, com a eletricidade sempre seguindo o caminho de menor resistência: em caso de falha em uma linha de transmissão, o fluxo que ali se encontrava busca instantaneamente o caminho de menor resistência, se espalhando pela rede de transmissão e, possivelmente, sobrecarregando outras linhas.

Para que o sistema de transmissão esteja sempre dentro de seus limites surge a figura do Operador de Sistemas – OS<sup>6</sup>. Sua função consiste basicamente no despacho sincronizado dos geradores, com o intuito de manter a carga sempre dentro dos limites do sistema de transmissão e garantir equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda. Para realizar essa tarefa, o operador deve coordenar todo o sistema em tempo real. Além das capacidades de cada gerador, ele deve levar em consideração também seu tempo de resposta, o que pode variar consideravelmente, com, em um extremo, hidrelétricas sendo capazes de responder em poucos minutos e, no outro, usinas nucleares que precisam de mais de um dia de aviso prévio para alterar seu funcionamento.

---

<sup>6</sup> Na literatura inglesa é usado o termo TSO – *Transmission System Operator*, que se refere ao fato de que o operador de sistemas é responsável pela coordenação do uso do sistema de transmissão. Nos casos onde o operador de sistema não é responsável pelo sistema de transmissão usa-se o termo *Independent System Operator* – ISO.

A sincronização em tempo real da oferta com as flutuações de demanda, assim como a manutenção da voltagem dentro do sistema de transmissão, exige reservas de capacidade geradora que possam ser prontamente coordenadas pelo operador de sistema, podendo ser tanto de geradores com reposta rápida como de grandes consumidores que podem reduzir seu consumo em curtos espaços de tempo. Essa eletricidade muitas vezes é comercializada em mercados separados como reserva ou serviços auxiliares. Esses serviços em última análise consistem em energia elétrica, diferindo entre si pela sua função e pela velocidade com que podem estar disponíveis. Eles são fundamentais para o bom funcionamento do sistema e um desenho de mercado eficiente deve remunerar de maneira adequada essa capacidade adicional necessária.

As redes de transmissão e distribuição são monopólios naturais. Os ganhos de escala e a inviabilidade de se ter várias redes de eletricidade competindo por uma mesma área inibem qualquer possibilidade de competição nessas áreas. Desse modo, garantir livre acesso à distribuição e transmissão é uma prerrogativa básica de um modelo que busque introduzir a concorrência na geração (JOSKOW e TIROLE, 2000). Caso o proprietário do sistema de transmissão possa restringir o acesso ou cobrar taxas excessivas a qualquer gerador ao sistema, esse verá sua capacidade de competir no mercado seriamente prejudicada. O mesmo ocorre com a rede de distribuição: restrições ao uso por parte de fornecedores independentes impedem o desenvolvimento de concorrência efetiva entre os participantes.

O OS é peça fundamental para viabilizar e existência de mercado competitivo. Assim como nas funções de distribuição e transmissão, a função de

operador de sistema não permite a competição pelo simples motivo de que só pode haver um operador por sistema. Para um funcionamento eficiente do mercado, deve haver separação total entre a operação do sistema e qualquer agente que participe de atividades competitivas modo que ele seja guiado apenas por considerações sobre a eficiência e estabilidade do sistema (LEAUTIER, 2001).

### **1.1.2 Desenhos de mercado**

O grau de controle do OS varia de acordo com o desenho do mercado do qual ele faz parte. Adotando as definições utilizadas por Wilson (2002), de um lado existem os modelos 'centralizados' (ou integrados), que buscam imitar o funcionamento de um sistema verticalmente integrado para se apropriar dos ganhos de eficiência que derivam da maior coordenação entre os agentes, e do outro, existem os modelos 'desagregados' (*unbundled*), que se baseiam em múltiplos mercados para o fornecimento eficiente de energia e dos serviços necessários ao funcionamento eficiente do sistema.

Mercados integrados baseiam-se em uma série de contratos, assinados por todos os participantes, que passam o controle de todos os mercados multilaterais - futuros, *spot*, transmissão, serviços auxiliares etc. - para o OS. Cada gerador participante do mercado é obrigado a fornecer a esse operador dados, que, dependendo do modelo, podem ser tanto de natureza técnica, quanto sobre os preços e quantidades que ele esteja interessado em vender ou ambos. De posse desses dados, o operador de sistema simula o funcionamento de um mercado por



meio de programas de otimização para assegurar que a oferta se iguale a demanda em tempo real da maneira mais eficiente possível, tendo em vista todas as restrições impostas pelo sistema de transmissão, capacidade dos geradores e variações de demanda.

Sistemas ‘desagregados’ partem da premissa de que a participação nos mercados é voluntária e sem nenhuma obrigação de longo-prazo com exceção de uma tarifa geral aprovada pelo regulador. A existência de múltiplos mercados de futuros é encorajada; da interação entre eles é que surgem preços competitivos. O OS se restringe ao papel de administrar as operações em tempo real, garantindo a estabilidade do sistema. Contratos de longo prazo têm amplas possibilidades de serem negociados em mercados subseqüentes, de modo que se possa contornar restrições de natureza físicas ao cumprimento dos contratos. Essa restrição à atuação do operador de sistemas pode ser uma fonte de ineficiências caso os mercados se mostrem mal coordenados ou distorcidos por uma regulação mal elaborada. De modo geral, modelos ‘desagregados’ são mais flexíveis e permitem que os preços sejam contestados por outros participantes, estimulando a concorrência, o que pode não ocorrer em sistemas centralizados.

Ambos os modelos foram apresentados aqui como dicotômicos, mas versões híbridas podem apresentar o melhor dos dois mundos, se adaptando as características físicas e institucionais e econômicas de cada país (GLACHANT e FINON, 2003). Pode existir um *Pool* para obtenção de preços *spot* sem que isso impeça os agentes de contratarem livremente entre si por meio de contratos bilaterais, com o controle do sistema permanecendo nas mãos do OS para que esse despache de maneira mais eficiente possível. Os contratos firmados entre os

agentes são repassados ao operador de sistema que organiza o sistema de modo a minimizar os custos de operação.

Uma questão tão importante quanto os mecanismos do mercado é a estrutura do mercado<sup>7</sup>(GILBERT, NEUHOFF e NEWBERY, 2004). Supondo que seja assegurada a liberdade de acesso às redes de transmissão e distribuição, e que o OS esteja efetivamente separado dos agentes competidores, caso algum gerador ou fornecedor detenha a capacidade de exercer poder de mercado deve existir uma autoridade regulatória capacitada para detectar esse exercício e com poder suficiente para coibir essa prática.

---

<sup>7</sup> Estrutura de mercado se refere à divisão do mercado entre firmas competidoras e não ao desenho do modelo que rege a competição no setor.

## **CAPÍTULO 2 *NORD POOL*: O MERCADO INTEGRADO DOS PAÍSES NÓRDICOS**

Em 1991, a Noruega iniciou um processo de liberalização de setor elétrico com o intuito de obter preços menores e melhoria no serviço. Foi instituído livre acesso às redes de transmissão e geração e criado um mercado competitivo para os geradores e fornecedores. Em 1996, foi a vez de a Suécia realizar uma reforma semelhante e ambos os países removeram as taxas sobre os fluxos de energia entre seus mercados, criando um mercado de energia integrado: o *Nord Pool*. Em 1998 a Finlândia se juntou a esse *Pool* e, em 1999, parte da Dinamarca integrou-se a ele<sup>8</sup>. A união dos mercados diminuiu a concentração do mercado de geração e isso possibilitou o desenvolvimento da competição sem que fosse necessária divisão de empresas em cada país. Outro ponto positivo foi aumento da diversificação de fontes de geração, diminuindo os riscos de racionamento em um país individualmente, como mostra a tabela 1.

Em 1995, o consumo agregado desses quatro países foi de 262 TWh, comparável ao consumo dos maiores mercados nacionais europeus, a saber: Alemanha, França e Grã-Bretanha, com 540 TWh, 423 TWh e 350 TWh respectivamente. Isso se explica por esses países estarem entre os mais ricos do mundo e localizados em uma região de clima frio. Grande parte das residências utiliza aquecedores elétricos, o que eleva consideravelmente o consumo (de 2 MW

---

<sup>8</sup> As porções leste e oeste da Dinamarca ainda não eram integradas entre si. Somente em 2001, a porção leste da Dinamarca se integrou ao *Nord Pool*.

anuais, para uma casa que usa eletricidade apenas para iluminação e eletrodomésticos, para 20 MW anuais para uma com aquecimento elétrico).

**Tabela 1: Geração nos Países Nórdicos em 1998 (GWh)**

	Dinamarca	Finlândia	Noruega	Suécia
Produção Total	39.040	67.183	116.953	154.340
Hidroelétrica	27	14.602	116.277	73.727
Nuclear	—	20.985	—	70.464
Térmicas	33.360	31.572	668	9.849
Vento	2.263	24	8	300

*Fonte: Bergman et al (1999)*

Rompendo com a visão tradicional em que cada país deve buscar sua auto-suficiência energética, com grande participação estatal em cada um dos países e combinando parques geradores extremamente variados, a experiência nórdica é considerada como uma história de sucesso na integração e liberalização de seus mercados de energia elétrica, embora ainda exista barreiras a essa integração e muitos problemas a serem resolvidos.

## 2.1 A Pioneira

O processo de reestruturação e liberalização do setor elétrico norueguês teve início em 1991 sob forte ceticismo. Representantes de setores dentro da própria indústria acreditavam que a concorrência e a conseqüente ênfase na redução de custos poderiam resultar em preços menores, mas à custa de alta

volatilidade dos preços, diminuição da qualidade do serviço e queda na segurança no abastecimento. Essas previsões pessimistas provaram-se erradas e o *Nord Pool* atualmente é considerado um mercado elétrico modelo.

A criação do setor elétrico na Noruega ocorreu por meio da iniciativa dos governos locais que buscavam criar redes elétricas para atender suas comunidades. Desse modo, grande parte do setor elétrico norueguês era composto por pequenas empresas locais, muitas vezes de propriedade dos próprios municípios, que atuavam como monopolistas e tinham obrigação legal de suprir todos os consumidores em sua área de atuação. Dos 230 distribuidores regionais, 100 eram donos de sua própria geração. O Governo Central era dono de 30% capacidade de geração e de 80% das linhas de alta tensão, que se concentravam nas mãos da estatal *Statkraft*, que também detinha o monopólio de trocas com outros países. A participação privada limitava-se a poucas geradoras, a maioria das quais para auto-consumo por parte da indústria, totalizando 15% da capacidade total.

Uma característica peculiar da regulação do setor era referente a propriedade de geradoras hidroelétricas. Visando proteger esse recurso vital para a economia do país da aquisição por companhias estrangeiras, essa regulação determinava que todos que quisessem construir uma hidroelétrica tinham que obter uma licença do governo. Essa licença era dada por até 60 anos, ao fim dos quais o governo passava a ser dono de todas as instalações, que eram transferidas para as mãos da *Statkraft*. Isso reforçava a dominância da estatal sobre o mercado e desencorajava o investimento por parte de companhias multinacionais.

### 2.1.1 O *Energy Act*

Em 1990, o Governo norueguês publicou o *Energy Act*, que passaria a valer em janeiro de 1991, delineando os princípios que guiariam a liberalização do setor. O mercado *spot*, que já existia desde 1971 para os grandes geradores comercializarem entre si, passou a ser aberto a todos os interessados e as distribuidoras foram liberadas da obrigação de fornecer energia a todos os consumidores em suas áreas de atuação. Foi determinado o fim da integração vertical separando-se a distribuição da geração. A função de transmissão poderia continuar integrada com outras funções, desde que houvesse separação da contabilidade. Para gerir a rede de transmissão nacional foi criada uma nova estatal, *Statnett*, que assumiu os ativos de transmissão da *Statkraft*. Ambas continuaram nas mãos do Estado, mas atuando como empresas independentes. O acesso às redes de transmissão e distribuição foi aberto a todos os agentes licenciados e a exportação de eletricidade foi liberalizada. Além disso, foi determinado que as empresas de distribuição deveriam manter uma contabilidade separada para suas atividades de transmissão, distribuição e fornecimento.

A tarefa de regular os setores monopolísticos passou a ser da agência reguladora de água e energia norueguesa, NVE, que não tinha sua atuação bem definida, mas deveria garantir o livre acesso aos mercados e redes de transmissão. A NVE era subordinada ao Ministério de Petróleo e Energia, responsável por julgar os recursos contra suas ações. As atividades em que havia competição eram reguladas pelo órgão de defesa da concorrência *Konkurrancesetilsynet* – NCA, na sigla em inglês. Como esses mercados tinham

um grande número de agentes e excesso de capacidade geradora, não se buscou a divisão de empresas do setor. O papel de OS ficou nas mãos da *Statnett*, que era responsável por assegurar que a geração suprisse a demanda e pela qualidade do serviço, com controle da frequência e voltagem, assim como pelo funcionamento do novo pregão de energia elétrica.

Com início das atividades do mercado *spot* (*Statnet Marked*) ampliado verificou-se uma queda consistente nos preços até o outono de 1992. Segundo Bergman et al. (2002), isso refletia apenas em parte o aumento da competição entre os geradores. Outros fatores que influenciaram esses preços foram os elevados volumes de água presente nos reservatórios (uma combinação de invernos leves com períodos de muita chuva) e uma queda da demanda causada por uma recessão econômica que afetou as indústrias intensivas em eletricidade. De uma maneira geral, a indústria já era razoavelmente eficiente antes da desregulamentação e, com o Governo evitando introduzir novas regulamentações ambientais que poderiam ter colocado a indústria em dificuldade, o período de transição ocorreu sem grandes riscos de quebra de geradores.

Os preços excessivamente baixos colocaram em dúvida apenas a situação financeira de geradores que haviam se comprometido com projetos hidroelétricos ambiciosos logo antes do início da liberalização e que contavam com preços de mercado muito acima dos níveis aferidos. A fim de evitar perdas excessivas, em outubro de 1992 a geradora estatal *Statkraft* anunciou que não venderia energia a valores inferiores a 100 NOK/MW e isso rapidamente levou a um aumento dos preços, como mostra o Gráfico 1, tirando da zona de risco os geradores endividados. Durante esse período, houve diversas acusações de abuso de poder

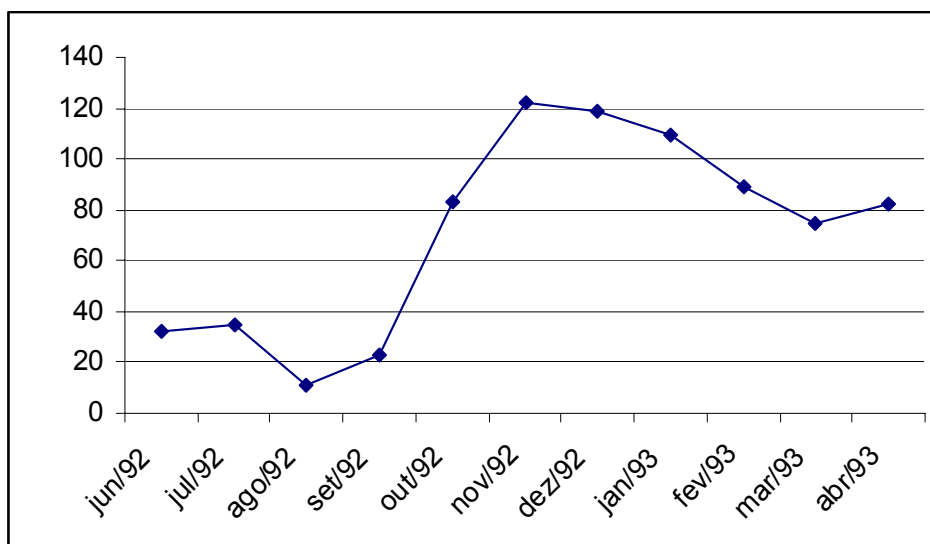
de mercado por parte de alguns geradores, que teriam retido água em seus reservatórios para aumentar os preços, mas nenhuma dessas acusações pôde ser comprovada. Com o rápido crescimento do mercado, tanto em número de participantes quanto em volume de eletricidade comercializado, o risco de abuso de poder de mercado diminuiu consideravelmente e o temor de que os preços pudessem ser manipulados pelos grandes geradores foi eliminado.

A reestruturação do setor ocorreu de maneira gradativa, sem alterações significantes no padrão de propriedade das empresas do setor entre 1990 e 1999 (HANDELAND, 2004). Isso pode ser explicado pela dificuldade política e legal de se realizarem transferências de propriedade na Noruega. Desse modo, mais do que por aquisições, o setor foi se reestruturando por meio de fusões em que ambas as empresas permaneciam como acionárias. Esse processo ocorreu de maneira mais acentuada no setor de distribuição e fornecimento e na exportação de eletricidade, em que os ganhos de uma maior integração eram mais acentuados.

A transição para a competição na distribuição deu-se por meio de incentivos de mercado. Não houve uma transição regulamentada, na qual a competição deveria ser introduzida aos poucos, com um grupo de consumidores por vez, como foi o caso na Grã-Bretanha, como veremos no Capítulo seguinte. Não havia controles tarifários além das regras gerais delineadas pela Lei de Competição. Com a entrada em vigor da nova legislação, as distribuidoras viram-se livres da obrigação de servir a todos os consumidores e esses, por sua vez, passaram a ser livres para contratar os serviços das distribuidoras que desejassem. Isso foi possível em grande parte pela singular organização inicial da função de



distribuição na Noruega, em que, como foi visto, a maioria das distribuidoras era de propriedade das comunidades locais e seu objetivo era fornecer eletricidade a preços baixos, muitas vezes com o lucro vindo em segundo plano. Isso foi uma das razões para a oposição inicial à liberalização do mercado: os consumidores temiam que a reforma fosse eliminar o caráter comunitário das distribuidoras e aumentar os preços da eletricidade.



**Gráfico 1. Média dos preços *spot* mensais (NOK/MWh)**

*Fonte: Nord Pool*

A configuração do mercado elétrico norueguês permitiu uma abertura à competição sem a necessidade de salva-guardas para os consumidores que não pudessem ou não desejassem mudar de distribuidora, mas retardou o desenvolvimento de um mercado efetivamente competitivo. No início da liberalização do setor, várias firmas entrantes aproveitaram-se dos baixos preços verificados no mercado *spot* para oferecer melhores propostas a consumidores de médio e grande porte. A resposta das firmas incumbentes foi a introdução de

pesadas taxas de término de contrato e a necessidade de aviso prévio de três meses antes do cancelamento do serviço de fornecimento, aproveitando-se da falta de regras em relação a questões contratuais e dificultando o funcionamento do mercado. Em 1997, essas taxas de mudança de fornecedor foram proibidas, e a competição passou a se intensificar.

Os preços de acesso às redes de transmissão e distribuição eram regulados e o dono da rede não podia impor taxas específicas ou preços diferenciados aos consumidores que desejassem contratar o serviço de uma distribuidora externa. O dono da rede também era responsável pela medição do consumo (podendo subcontratar essa tarefa) de todos os consumidores em sua de serviço, mesmo daqueles que contratassem fornecedoras externas. A medição deveria ser realizada por meio de medidores hora-a-hora, quando disponíveis, ou por meio de estimativas do perfil do consumidor. Esses perfis eram revistos anualmente e eram definidos subtraindo-se o consumo dos consumidores com medidores hora-a-hora e as perdas estimadas do consumo total verificado em uma determinada área. Em seguida, o perfil de consumo dos consumidores dessa área era definido dividindo-se o número obtido pelo número de consumidores nessa área. Divergências entre o consumo efetivamente realizado e o estimado eram resolvidas no ajuste de contas entre a distribuidora local e a externa com base no preço *spot*. Os medidores hora-a-hora eram obrigatórios para todos os consumidores com demanda anual acima de 0,5 GW e deveriam ser pagos pelo dono da rede. Consumidores com consumo inferior também poderiam obter medidores hora-a-hora, mas deveriam arcar com os custos do medidor e de sua instalação.

## 2.1.2 A Integração do Mercado

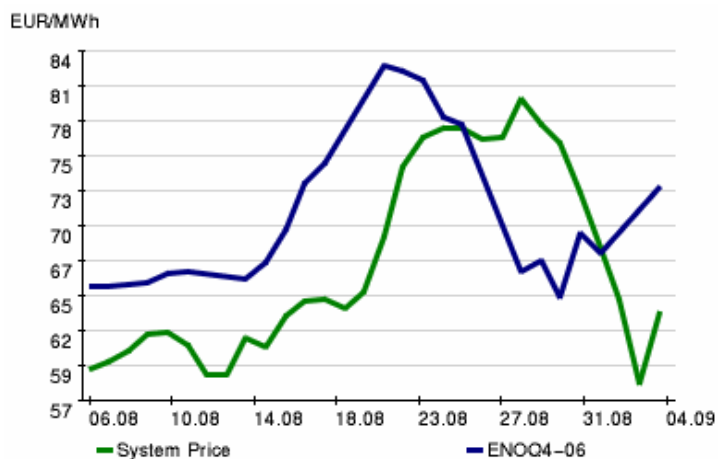
Em 1996, a Suécia deu início ao seu processo de reestruturação do setor elétrico e seus participantes passaram a ter acesso ao mercado norueguês. O nome passou de *Sattnet Marked* para *Nord Pool* e sua propriedade foi dividida meio a meio entre a estatal sueca *Svenska Kraftnät* e a norueguesa *Statnett*. O *Nord Pool* opera com uma licença que lhe dá o direito (não exclusivo) de operar um mercado para trocas físicas de energia e é composto por um mercado *spot* para o dia seguinte –*Elsport*– e um mercado de futuros para contratos com duração de até três anos – *Eltermin*. O *Nord Pool* opera por meio de contratos bilaterais assinados com cada um dos participantes, no qual cada participante tem que indicar um dos bancos credenciados para servir como seu intermediário financeiro.

No *Elsport*, a eletricidade para cada hora do dia seguinte constitui um bem diferente. Os participantes fazem seus lances de pares de quantidades e preços para cada hora e o operador de mercado agrega esses lances para formar as curvas de demanda e oferta e, em seguida, determinar os preços que fecham o mercado para cada hora. Após o fechamento do mercado, são realizados contratos entre o *Nord Pool* e cada um dos participantes. Esse sistema reduz os riscos de mercado, pois, formalmente, vende-se energia para o *Nord Pool* e compra-se energia do *Nord Pool*. Assim, para um vendedor, não há risco de o comprador não poder pagar pela energia contratada, e para um comprador não há risco de o vendedor não entregue a quantidade contratada. O fechamento ocorre às 18 horas, encerrando as negociações para a eletricidade a ser consumida nas próximas 24 horas. Nesse período, novos ajustes só podem ser feitos por meio de

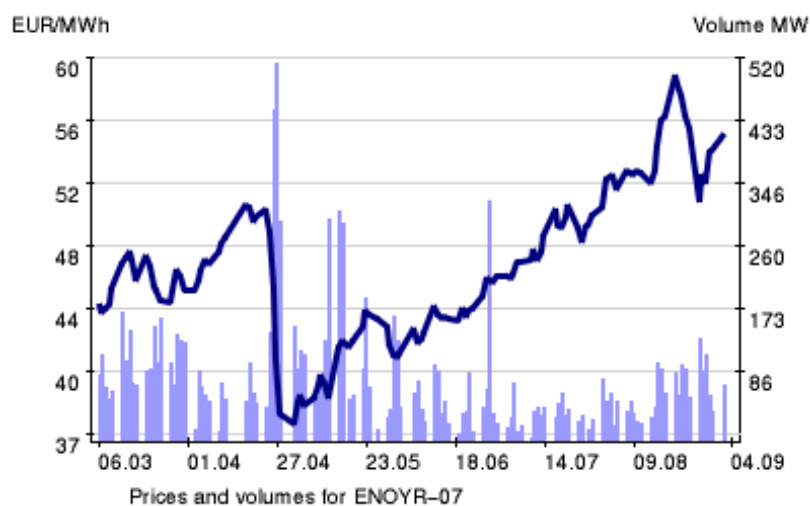
mecanismos internos de balanceamento dentro de cada país. A informação de cada lance é confidencial e são divulgados apenas o preço de mercado e a quantidade agregada.

O *Nord Pool* coordena o fluxo esperado entre os interconectores entre cada país. Se a estimativa para o dia seguinte sugere que ocorrerão congestionamentos no sistema de transmissão, o *Nord Pool* divide o mercado de acordo com essas restrições. O preço do sistema é estabelecido supondo-se que não haja restrições na transmissão. No caso de restrições atuantes, é gerado um preço para cada área. Cada lance refere-se a uma dada área dentro do *Nord Pool*, normalmente uma para cada país, mas, caso ocorram restrições de transmissão podem ocorrer várias áreas dentro da Noruega. Todo esse processo ocorre em duas horas, ao fim das quais os participantes são informados sobre os preços e quantidades de seus contratos. Existe ainda um período de meia hora para reclamações, com preços e quantidades sendo recalculados se necessário. O Gráfico 2 mostra as variações ocorridas no mês de agosto de 2006 nos preços do sistema e dos contratos de energia para o próximo quarto de mês. O *Eltermin* é o mercado financeiro do *Nord Pool*, no qual os participantes podem fugir dos riscos da volatilidade dos preços *spot*, realizando contratos de até três anos de duração. Existem dois tipos de contratos: um para carga de base e outro para períodos de pico, ambos os contratos são padronizados. Os contratos de futuros para carga base cobrem às 24 horas de cada dia de uma semana inteira. Eles podem ser comercializados em blocos de uma semana inteira, com 4 a 7 semanas de antecedência; em blocos de 4 semanas, com 5 até 52 semanas de antecedência; e por temporadas de vários blocos com 1 a 3 anos de antecedência. Os contratos

*forward* podem vir como estações do ano ou como um ano inteiro. O Gráfico 3 mostra os preços e volumes comercializados para contratos para o ano de 2007.



**Gráfico 2: Preço do sistema e preço de ENOQ4 (próximo quarto de mês).** Fonte: Nord Pool



**Gráfico 3: Preços e volumes para contrato de um ano para 2007.** Fonte: Nord Pool

Os contratos de futuros têm dois componentes: um diário, no qual o comprador e o vendedor acertam as diferenças decorridas de mudanças no valor

de mercado dos contratos ao fim de cada dia, e outro ao fim do período do contrato, em que se acertam as diferenças entre o último valor do contrato antes de atingir a maturidade e os preços *spot* de referência correspondente às horas contratadas no momento da entrega. Esse ajuste é conduzido diariamente durante o período contratado. Os contratos *forward* não são creditados a cada mudança diária no seu valor, seu valor de mercado oscila de acordo com as variações diárias, mas o ajuste financeiro só ocorre no fim do contrato, durante o período de entrega da energia contratada. Os contratos oferecem proteção – *hedge*– apenas contra variações no preço *spot*. Outros pregões independentes oferecem contratos de *hedge* entre o preço do sistema e preços de áreas. Em 1996, era transacionado no *Nord Pool* cerca de 25% do mercado de contratos financeiros. Em 2004 essa participação era de 38,2%. Aproximadamente 40% de toda a energia comercializada nos Países Nórdicos, em 2004, era comercializada por meio do *Elspot* (Fonte: *Nord Pool*).

No período de 12 a 36 horas após o fechamento do mercado a única maneira dos participantes alterarem seu despacho era por meio dos mercados para balanceamento operados pelos OS dentro de cada país. Em 1999, foi criado na Finlândia o *Elbas*, para permitir a troca de energia entre participantes suecos e finlandeses após o fechamento do *Elspot*. O comércio no *Elbas* ocorre de forma contínua, da 0 hora até as 23, trocando-se 1 MWh de eletricidade nas três regiões do mercado: Suécia e Finlândia e leste da Dinamarca, até uma hora antes do prazo de entrega. O Gráfico 4 mostra os preços e volumes comercializados no *Elbas* durante o mês de agosto de 2006. O mercado de balanceamento na

Noruega também é operado pelo *Nord Pool*. Todos os participantes são obrigados a ter um acordo de balanceamento com o OS de sua área.

Os custos de transmissão são diferentes para cada área, mas nem sempre variam de acordo com o a distância entre o comprador e o vendedor. Para cada área, existe um valor que o vendedor cobra por unidade de energia vendida, independentemente da localização do comprador de sua energia. Isso permite uma maior integração do mercado, com os geradores competindo em igualdade dentro de todo o mercado. Para um funcionamento eficiente, as tarifas de transmissão devem refletir o custo de transmissão marginal de cada unidade de energia posta no sistema de transmissão em cada nó. Nos Países Nórdicos vários nós são agregados em regiões, diminuindo a sinalização para a localização mais eficiente de novos investimentos.

Na Noruega existe uma taxa para refletir o custo de congestionamentos no sistema de transmissão, e isso acaba por diferenciar os preços de acordo com a distância percorrida dentro da rede de alta-tensão. Um problema do sistema norueguês é que o consumidor não sabe exatamente quanto vai custar a energia no momento da compra, pois os custos de transmissão só são computados após as trocas no *Nord Pool*. Na Suécia isso não ocorre, e o excesso de demanda pelo sistema de transmissão tem que ser contrabalanceado pelo OS, que entra no mercado comprando energia elétrica onde está ocorrendo o excesso de geração e vendendo-a nas regiões em déficit. Isso produz um único preço para todo o mercado nacional, mas também significa que em algumas regiões do país o preço não reflete o custo marginal, o que estimula um nível de consumo de energia ineficiente. Desse modo, novos investimentos em transmissão podem parecer

vantajosos do ponto de vista do OS, quando uma mudança nos hábitos de consumo ou uma realocação de capacidade produtiva, provocados por preços diferenciados, poderiam resolver o congestionamento no sistema de forma mais eficiente.

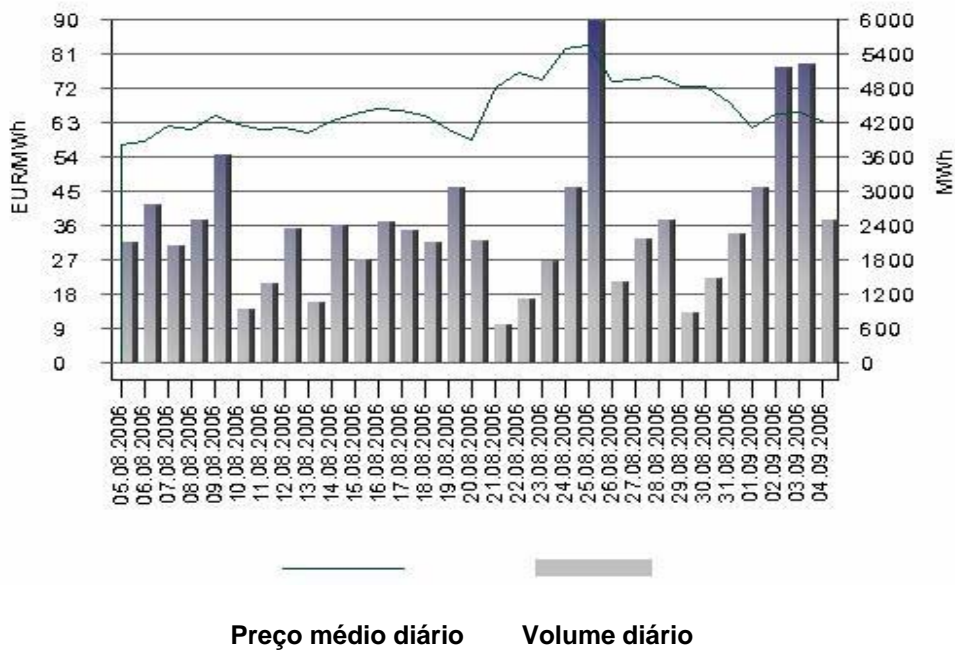


Gráfico 4: Preço médio diário e volume comercializado no **ELBAS**. Fonte: Elbas

## 2.2 O Mercado Posto à Prova

Durante os anos de 2002 e 2003 o mercado elétrico norueguês sofreu uma crise de abastecimento sem precedentes. Embora essa crise tenha afetado todos os países participantes do *Nord Pool*, foi na Noruega que seu efeito foi mais intenso.



No segundo semestre de 2002, o influxo de água para os reservatórios foi de apenas 54% da média dos 20 anos anteriores (BYE, 2003). Como resultado, os reservatórios de água se encontravam em seu nível mais baixo no começo do inverno, temporada de alta demanda e pouco influxo de água para os reservatórios. Refletindo as condições apertadas na oferta, o preço do mercado *spot* atingiu níveis entre duas e três vezes maiores do que os verificados normalmente, como se pode verificar na Tabela 2, e os consumidores residenciais viram suas contas de energia aumentar em até 50% (AMUNDSEN et al., 2005). Houve especulação de que racionamentos de energia seriam necessários, mas a resposta dos consumidores e dos produtores não-hidroelétricos foi suficiente para balancear o mercado.

**Tabela 2 Preço *spot* médio, do sistema e por área 1999-2003 (NOK/MW/h)**

	1999	2000	2001	2002	2003
Sistema	112,1	103,4	186,5	201,0	297,5
Noruega (Oslo)	109,2	97,7	186,0	198,5	301,7
Suécia	113,1	115,5	184,2	206,3	292,8
Finlândia	113,7	120,7	184,0	203,8	277,9
Dinamarca (oeste)	113,7	120,6	191,2	190,7	268,3
Dinamarca (leste)	—	—	189,7	213,7	291,7

*Fonte: (Amundsen et al, 2005)*

De acordo com Amundsen et al. (2005), argumentou-se que os geradores não teriam restringido sua oferta mais cedo com o intuito de se aproveitar dos preços mais altos que seriam obtidos com a baixa dos reservatórios. No entanto, dados meteorológicos mostram que 2002 começou com níveis de chuva muito

altos de modo que, na ocorrência de um segundo semestre normal, o volume de água teria sido maior do que os reservatórios poderiam suportar. Isso corrobora a interpretação de que os geradores estavam agindo racionalmente, de acordo com a informação que eles tinham ao não racionar água de antemão. Outra explicação comum para o aumento nos preços foi à falta de investimentos ocorridos no setor desde a liberalização, que teria levado a falta de capacidade. Embora seja verdade que não tenham sido feitos novos investimentos em geração, isso não deve ser apontado como uma falha do mercado, pois havia excesso de capacidade no momento da privatização e os preços estavam refletindo isso adequadamente: em 1999, o preço de um contrato *forward* cobrindo o ano de 2002 estava em 150 NOK/MW/h, bem abaixo dos 200 NOK/MW/h estimados para o investimento em uma termoelétrica a gás.

Quando os aumentos de preço chegaram aos consumidores finais, verificou-se que os aumentos de preços foram mais altos para os consumidores residenciais do que para os consumidores industriais. Embora isso possa ser explicado em parte pela menor competitividade do mercado de fornecimento dos consumidores residenciais, os dados mostram que 85% desses consumidores adotavam contratos de preços variáveis, em que o fornecedor pode reajustar os preços avisando com algumas semanas de antecedência. Os consumidores industriais adotavam contratos de preços pré-fixados em 55% dos casos, expondo-se menos a variações no preço *spot*. A demanda reagiu aos aumentos nos preços e a redução de consumo decorrente foi suficiente para evitar um racionamento de larga escala.

Os preços continuaram altos durante o resto ano de 2003, mas voltaram a baixar com o retorno dos reservatórios aos níveis normais. De modo geral, pode se considerar que o mercado reagiu bem: os preços ajustaram-se rapidamente e tanto a demanda quanto a oferta responderam adequadamente.

Assim, pode-se afirmar que a reforma liberalizante foi bem sucedida: os problemas previstos pelos mais céticos não ocorreram e o setor obteve ganhos importantes de eficiência. Atualmente, o *Nord Pool* é considerado um modelo de integração de mercados internacionais pela União Européia e continua a crescer. Integrou-se com a Alemanha, a Holanda e Rússia e desenvolveu um mercado de créditos de emissões de poluentes. No entanto, grande parte desse sucesso deve ser creditada às condições iniciais do mercado, com baixa concentração e excesso de capacidade de geração, que permitiram seu desenvolvimento gradual sem abuso significativo de poder de mercado que pudessem desestabilizá-lo e desencorajar novos entrantes. Com esse excesso de capacidade chegando ao fim, o mercado está se tornando cada vez mais limitado e isso leva a uma maior demanda por capacidade no sistema de transmissão. Atualmente o potencial hidroelétrico já foi praticamente todo explorado e uma moratória ambiental proíbe a construção de novas hidroelétricas. Com pressões por parte da população contra a construção de novas usinas de energia elétrica poluidoras, é de se esperar uma alta dos preços. Por outro lado, no setor de distribuição e no de fornecimento estudos revelam que existe potencial para o uso mais eficiente das redes existentes na Noruega e na Suécia (HANDELALND et al. 2003, AMUNDSEN et al, 2005). Entretanto, ainda não se sabe se esses ganhos de eficiência serão capazes de compensar o aumento nos preços da geração.

## CAPÍTULO 3 A EXPERIÊNCIA BRITÂNICA

Desde sua nacionalização em 1947 o setor elétrico britânico encontrava-se totalmente concentrado nas mãos do Estado. Os investimentos em transmissão e geração, para expansão do sistema eram realizados de modo a proporcionar o menor custo, mas estavam sujeitos a políticas governamentais que determinavam a escolha da matéria-prima e do tipo de usina. Na Inglaterra e no País de Gales, toda a geração e a transmissão pertenciam a *Central Electricity Generation Board* – CEGB, enquanto doze *Area Boards* eram responsáveis pela distribuição e fornecimento da energia no varejo. Na Escócia, o sistema era dividido entre a *North of Scotland Hydro-Electric Board* – NSHEB e a *South of Scotland Electricity Board* – SSEB, cada uma responsável pelas atividades de geração, transmissão, distribuição e fornecimento em suas respectivas áreas de atuação.

A tarifação era realizada por meio de uma tarifa fixa, que remunerava a capacidade de geração e transmissão e por outra que remunerava os custos variáveis (consumo de energia e perdas, que variavam de acordo com a região). As *Area Boards* possuíam uma variedade de tarifas que cobriam as variações de demanda durante as horas de pico e cobriam a necessidade de capacidade extra para suprir a demanda desses horários. De uma maneira geral, o sistema de preços funcionava bem, mas não havia incentivos à eficiência de custos e nem ao planejamento eficiente dos investimentos, que aconteciam em um processo lento e custoso, com atrasos freqüentes na construção e no início das operações de novas usinas geradoras.

A liberalização do setor elétrico buscava a substituição desse sistema de tarifas reguladas por outro em que um mecanismo de mercado descentralizado fosse capaz de garantir tanto o provisão seguro do mercado como preços competitivos. Entretanto, a Grã-Bretanha possuía características que aumentavam a complexidade de seu setor elétrico. Com poucos exemplos para se basear e com grande pressão política devido ao desgaste junto à opinião pública após as experiências com a liberalização dos mercados de telecomunicações, gás e água, o desenho do novo mercado tinha que permitir uma transição estável não só para a eletricidade, mas também para a indústria britânica de carvão, que fornecia 75% de sua produção a usinas termoeletricas, responsáveis por cerca de 75% da produção de energia elétrica da região. O carvão britânico possui elevados custos de extração, pois provém de minas profundas. Seu preço estava acima do preço de mercado internacional, mas a indústria mineradora era uma fonte importante de empregos e, sendo assim, capaz de exercer considerável pressão política.

A reestruturação teve início com o *Electricity Act* de 1989, que criou o posto de *Director General of Electricity Supply* – DGES para supervisionar o *Office of Electricity Regulation* – OFFER, órgão independente encarregado de regular o monopólio natural da rede de transmissão e de criar controles de preços (*price caps*) que eram revisados a cada quatro ou cinco anos. Seu dever era garantir que a demanda por eletricidade fosse atendida e que os detentores de licenças fossem capazes de financiar suas atividades, promover a competição na geração e no fornecimento, defender os interesses dos consumidores e promover eficiência. O DGES tem amplos poderes para garantir o cumprimento das regras, e os demais

participantes podem recorrer de suas decisões nos tribunais ou na *Competition Commission*.

O *Electricity Act* dividiu a CEGB em quatro companhias. A rede de transmissão de alta tensão e 2 GW de geração *pumped-storage*<sup>9</sup> foram transferidas para a *National Grid Company* – NGC, que seria responsável também pela função de OS. O plano inicial era dividir a geração entre duas empresas: a *National Power*, com 40 usinas e cerca de 30 GW de capacidade total, englobando o grosso da geração termoelétrica e as doze usinas nucleares existentes com 8 GW, e a *PowerGen*, com 23 usinas e 20 GW de capacidade. No entanto, já em um estágio avançado de concepção da nova organização do setor elétrico, observou-se que as usinas nucleares não seriam financeiramente viáveis, mesmo estando associadas ao tamanho superior da *National Power*. Para remediar esse problema foi criada a *Nuclear Electric* para administrar essas usinas, que permaneceram nas mãos do governo. Essas quatro empresas foram criadas em 31 de março de 1990. As doze *Area Boards* foram transformadas em *Regional Electricity Companies* – RECs, que também receberam a propriedade conjunta da NGC, foram vendidas ao público em dezembro de 1990.

O setor elétrico escocês foi apenas parcialmente reestruturado. A NSHEB passou a ser *Scottish Hydro-Electric* e os ativos não-nucleares da SSEB sendo transferida para a *Scottish Power*. Ambas foram privatizadas em 1991, mas permaneceram integrando verticalmente as funções de geração, transmissão,

---

<sup>9</sup> *Pumped Storage* é um meio de geração de eletricidade no qual se bombeia água para reservatórios no topo de colinas durante horários de pouca demanda, permitindo geração hidroelétrica em horários de pico ou como energia de resposta rápida para balancear o sistema.

distribuição e fornecimento, sendo reguladas com base no preço obtido pelo mercado inglês.

Em 1995, as RECs venderam sua participação na NGC ao público, com os 2 GW de *pumped storage* sendo vendidos separadamente para a *Mission Energy*. A geração nuclear foi novamente reestruturada em 1995: os reatores mais modernos e comercialmente viáveis foram transferidos para a *British Energy*, que foi privatizada em 1996. Os outros sete reatores antigos –que tinham valor de mercado negativo– foram transferidos para a *British Nuclear Fuels Ltd*, uma empresa de reprocessamento de combustível nuclear, que continuou como estatal.

O *Electricity Act* também criou um cronograma para a reestruturação do setor de distribuição e fornecimento. Gradativamente os consumidores, divididos de acordo com a sua categoria de consumo, foram autorizados a escolher seus fornecedores. Inicialmente apenas 5000 consumidores que possuíam demanda acima de 1 MW podiam escolher seu fornecedor, enquanto todos os outros compradores tinham que comprar da REC local. Em 1994, esse limite foi reduzido para 100 kW, permitindo a mais 45.000 consumidores a liberdade de escolher seu fornecedor. No final de 1998, esse direito foi estendido ao restante dos 26 milhões de consumidores. Com o início da abertura do mercado os dois primeiros grupos obtiveram descontos de 15 a 20% na compra de eletricidade e cerca de 80% dos consumidores com demanda acima de 1 MW passaram a contratar diretamente sua energia. Segundo Stephen Littlechild, o primeiro DGES, o processo de introdução da competição para os consumidores residenciais pode não ter saído barato, mas as reduções de preços obtidas mais do que compensavam esse custo

(LITTLECHILD, 2000). Outro fator importante é que a competição na distribuição e fornecimento força os distribuidores a contratar eficientemente, uma vez que eles não podem mais simplesmente passar adiante aumentos na energia comprada no atacado, aumentando também a pressão competitiva sobre os geradores.

### 3.1 O *Pool*

A competição na geração foi introduzida por meio da implantação de um mercado único de energia no atacado, no qual todos os geradores teriam que vender sua energia. Esse mercado, que ficou conhecido como *Electricity Pool*, funcionava como um leilão em que todos os participantes faziam seus lances que, além dos preços, continham dados técnicos (carga mínima, tempo de resposta etc.), antes das 10 da manhã. O OS determinava então a ordem de mérito, da usina mais barata para a mais cara, para as geradoras e o preço marginal do sistema – *System Marginal Price*, SMP, que era igual ao preço da última usina na ordem de mérito a entrar em operação, e enviava aos participantes as ordens de despacho e os preços para cada meia hora do dia seguinte. Os geradores que declaravam possuir capacidade disponível recebiam um pagamento pela capacidade ofertada, e a soma desse pagamento com o SMP formava o *Pool Purchase Price* – PPP, o preço pago aos geradores pela energia vendida. As empresas que compravam energia do *Pool* pagavam o *Pool Selling Price* – PSP, formado pelo PPP mais um encargo para cobrir perdas no transporte e outros custos de balanceamento do sistema. Uma das vantagens vistas inicialmente era



que esse arranjo não representava grandes mudanças em relação à organização da operação do sistema, já que anteriormente a CEGB também organizava o despacho da carga de suas usinas em ordem de mérito para o despacho eficiente. A existência de um mercado transparente e aberto era visto facilitava a entrada de novos agentes. Outro ponto que pesou na escolha do modelo era a crença de que um mercado eficiente deveria ter um preço único, igual ao custo marginal.

Os geradores eram pagos também para garantir a segurança do provisionamento. Isso era feito por meio de pagamentos pela capacidade declarada como disponível pelo gerador. Esses pagamentos equivalem à probabilidade de uma falha no sistema, *Loss of Load Probability* – LOLP, multiplicada pela diferença entre o valor da carga deficitária, *Value of Lost Load* – VOLL, e o lance oferecido pela usina, caso ela não tivesse sido despachada, ou o SMP, caso ela tivesse sido despachada. Esse valor era definido no dia anterior e isso acabou se revelando um problema: um gerador podia pedir um preço alto pela sua energia, se declarar não-disponível no dia anterior, o que também aumentava o valor da LOLP, e, no dia seguinte, declarar-se como disponível e receber o pagamento pela sua capacidade ofertada com base no preço artificialmente alto declarado anteriormente multiplicado pela LOLP também artificialmente alta. Essa prática acabou sendo identificada e investigada pelo regulador e novas regras de auditoria foram criadas para coibi-la. Assim a LOLP passou a ser computada com base na capacidade declarada nos últimos oito dias. No ano financeiro de 1994-95, os pagamentos por capacidade corresponderam a 20% do total recebido por geradores (excluindo serviços auxiliares), valor muito

superior ao verificado nos anos anteriores e que teria sido suficiente para construir 3 GW de nova geração (6% da capacidade total) (NEWBERY, 2005).

O PPP determinava o preço da eletricidade em estado bruto, mas o preço efetivamente pago tanto para geradores quanto para os consumidores variava de acordo com a localização na rede de transmissão. O sistema utilizado inicialmente, conhecido como *Locational Marginal Price* – LMP, criou um problema importante. Em contraste com o período anterior, as perdas de transmissão não recaíam sobre os geradores e isso alterava a ordem de mérito. Zonas com restrições à exportação, como a Escócia, viam o problema se perpetuar para o benefício dos geradores locais, que podiam praticar um preço mais alto devido à falta de incentivos para os geradores ingleses venderem no mercado escocês. Como as empresas escocesas tinham permanecido integradas após a privatização, era lucrativo para elas comprar energia de si mesmas, limitando o fluxo de energia vindo da Inglaterra de modo a manter o sistema de transmissão congestionado<sup>10</sup>.

Todo o processo de ajuste financeiro (*financial settlement*), englobando a criação de contas e as garantias de pagamento, foi definido pelo *Pooling and Settlement Agreement*, um contrato multilateral assinado por todos os geradores e distribuidoras que estabelecia as regras e requeria que todo o comércio de energia elétrica na Inglaterra e no País de Gales fosse realizado por meio do *Pool*. Além do *Pool*, que gerava o preço de referência e o mercado de balanceamento, várias geradoras assinaram contratos bilaterais de *hedge* para se proteger da volatilidade

---

<sup>10</sup> A restrição na capacidade de transmissão refere-se ao fluxo líquido de energia. Se mais energia fosse enviada da Inglaterra para a Escócia, mais energia poderia ser enviada da Escócia para a Inglaterra.

dos preços do *Pool* com as distribuidoras. Esses contratos podiam ser comercializados de maneira anônima com o intuito de permitir o desenvolvimento de um mercado de futuros, mas isso não ocorreu. A maioria dos contratos limitava-se a períodos de um ano, no máximo. Para funcionar de modo eficiente, um mercado de futuros tem como condição básica a ser satisfeita que o mercado subjacente seja competitivo, e isto, como será visto mais adiante, não estava sendo alcançado no *Pool*. Outro fator importante para o funcionamento de um mercado de futuros é a homogeneidade dos produtos. No entanto, os contratos inicialmente comercializados não possuíam um formato padronizado, o que dificultava o processo as negociações e o processo de troca.

Para resolver o problema da indústria do carvão foram criados contratos do tipo *take-or-pay*<sup>11</sup>, entre as geradoras e a estatal *British Coal*, para os primeiros três anos, com preços acima do mercado internacional. As geradoras, por suas vez, assinaram contratos de fornecimento com as RECs para praticamente toda sua produção, repassando os custos derivados dos contratos de carvão aos consumidores. Para resolver o problema da energia nuclear, foi criada uma taxa sobre toda geração derivada de combustíveis fósseis. Essa taxa (inicialmente 10,8% do preço final) era paga à *Nuclear Electric* para que essa pudesse arcar com suas responsabilidades financeiras. A comparação dessas dívidas, cerca de £9,1 bilhões, com os £10 bilhões obtidos com a privatização da CEGB, dá uma idéia do custo que decisões políticas sobre a matriz energética podem acarretar aos consumidores.

---

<sup>11</sup> Contratos *take-or-pay* consistem em acordos no qual o comprador se compromete a pagar um preço pré-definido para uma determinada quantidade do produto ofertado no período em questão e, caso não consuma a quantidade especificada no contrato, paga uma quantia também pré-estabelecida.

Segundo Newbery e Pollitt (1997), a privatização e a subsequente reestruturação da CEGB proporcionaram ganhos importantes de eficiência. Sua análise mostra que a produtividade dos trabalhadores praticamente dobrou, os custos reais de combustível por unidade de energia gerada caíram significativamente e houve aumento nos investimentos, que ocorreram a custos menores do que antes da privatização. Já no sistema escocês, que não sofreu reestruturação significativa – apenas a geração nuclear mudou de mãos – com as companhias mantendo a integração vertical, Pollitt (1999) mostra que os ganhos de eficiência foram quase negligenciáveis. O fato de a Escócia ser um exportador de energia por meio de uma conexão extremamente limitada, cujos preços não refletiam o custo real do transporte, associada à integração vertical das empresas locais, reduziu a capacidade de competição efetiva com os agentes do *Pool*. Antes da privatização os preços de eletricidade em Londres eram cerca de 10% maiores do que em Edimburgo, mas, em 2001, essa relação havia se invertido.

Embora os ganhos de eficiência tivessem sido substanciais, foi se tornando cada vez mais evidente que esses ganhos estavam se concentrando na mão das empresas geradoras. Os dois maiores geradores determinavam o preço do *Pool* 90% das vezes. Os preços de energia estavam caindo, mas essa queda devia-se em grande parte ao fato de que os preços dos combustíveis também estavam caindo no mercado internacional, e esses se distanciavam cada vez mais do preço da eletricidade, o que evidenciava que as duas principais geradoras estavam exercendo seu poder de mercado. Wolfram (1998) mostra que as duas

incumbentes utilizavam *mark-ups*<sup>12</sup> sobre o custo marginal de suas usinas menores. O DGES reconheceu isso e, além de impor controles de preços até que as companhias vendessem 6 GW a *Eastern*, participou ativamente no processo de facilitar a entrada de novos participantes.

A solução encontrada para eliminar o exercício do poder de mercado foi permitir que as RECs oferecessem contratos de longo prazo (geralmente de 15 anos) aos produtores independentes, permitindo que esses assinassem contratos similares para a compra de gás (*take-or-pay*, geralmente) e se protegessem de flutuações no preço do *Pool*. A mudança surtiu efeito e, em poucos meses, foram assinados contratos para 5 GW de geração por meio de turbinas a gás de ciclo combinado, *Combined Cycle Gas Turbines* – CCGT. As incumbentes também planejavam a construção de outros 5 GW de CCGT. Assim, aproximadamente um sexto da capacidade de geração existente foi adicionada ao mercado, substituindo 25 milhões de toneladas de carvão anuais. O Gráfico 5 mostra a evolução do parque gerador inglês no período de 1990 a 2002 e explicita essa mudança na composição da oferta..

Até 1995, as RECs estavam protegidas contra aquisição hostil (*take-overs*) por outras empresas do sistema elétrico. Isso impediu que as empresas do setor de geração buscassem diversificação como forma de se proteger dos riscos associados ao mercado competitivo. Com o fim da proibição, a *PowerGen* e a *National Power* buscaram a reintegração, mas seu excessivo poder de mercado tornava impossível a aprovação de uma compra pelas autoridades da *Monopolies*

---

<sup>12</sup> *Mark-up* se refere à parcela de um aumento nos preços que os eleva acima do nível de equilíbrio competitivo.

and Mergers Commission. Desse modo, ambas tiveram que vender 4 GW de geração cada uma, trocando a integração horizontal pela vertical.

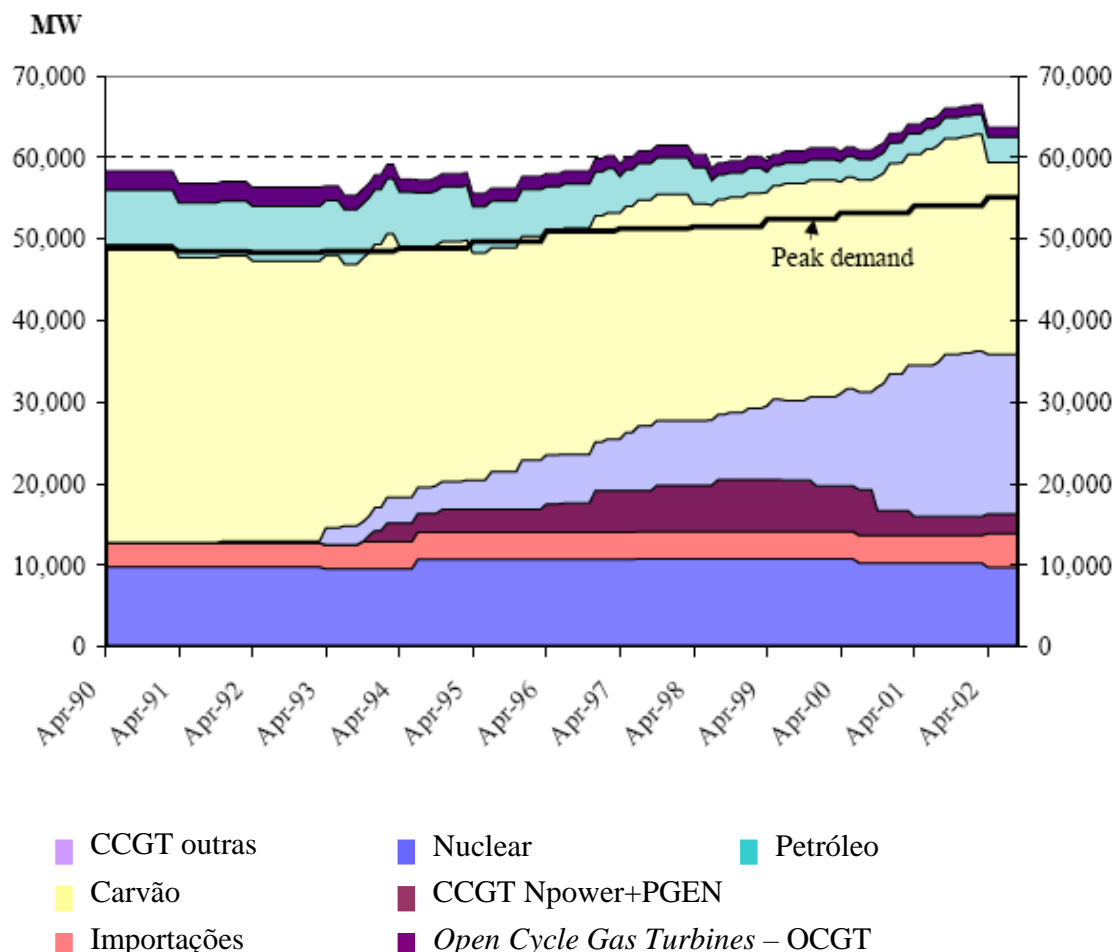


Gráfico 5: Geração na Inglaterra e no País de Gales, 1990-2002. Fonte Newbery (2005)

A tarefa de vender as usinas a um preço atraente, em um mercado com excesso de geração devido à entrada de novas geradoras a gás, foi facilitada por uma moratória na construção de novas usinas a gás imposta pelo novo Governo trabalhista em 1997 com o intuito de facilitar a transição para a indústria de carvão, seriamente atingida pela concorrência do gás natural. A força de trabalho da indústria mineradora caiu de 200.000 trabalhadores, em 1985, para 70.000, em

1990, 20.000 em 1993, e, em 1998, para menos de 10.000. A solução para as incumbentes era manter o SMP alto para poder vender seus ativos por um bom preço. Estudos mostram que, no período de 1998 a 2000, as duas empresas mencionadas poderiam ter lucrado mais se tivessem competido mais agressivamente. Contudo, seu comportamento foi condizente com o objetivo de se desfazer de parte da capacidade geradora com lucro. O Gráfico 6 mostra o desenvolvimento de geração por firmas no período de 1996 a 2004 e ilustra o processo de diminuição da concentração no setor de geração.

Durante esse período, a insatisfação com o funcionamento do *Pool* já havia levado a uma revisão de seu funcionamento. Em 1998, o *Office of Electricity Regulation* divulgou o *Pool Review*, um relatório em que concluía que o processo de formação de preços do *Pool* permitia às empresas exercer poder de mercado. Isso ocorria porque o *Pool* utilizava o mesmo programa de despacho utilizado pela CEGB, e como todas as empresas tinham cópias desse programa, elas podiam testar seus lances de modo a encontrar um que maximizasse seus lucros. O OFFER criticou também o acordo multilateral assinado por todos para o funcionamento do *Pool*, pois o arranjo das votações dado bloqueava alterações que poderiam coibir o poder de mercado de alguns dos participantes. As recomendações feitas pelo OER foram aceitas e o *Pool* foi substituído pelo *New Electricity Trading Arrangements* – NETA em março de 2001, desenvolvido durante cinco anos a um custo de £700 milhões.

### 3.2 O *New Electricity Trading Arrangements* – NETA

Com o NETA, a eletricidade passou a ser comercializada em quatro mercados interdependentes que se sobrepunham e que operavam em diferentes escalas de tempo. Os participantes podem escolher voluntariamente em quais mercados desejam participar. Um mercado para o ‘curto prazo’ abrangia o período das 24 horas anteriores ao seu fechamento, inicialmente três horas e meia antes das trocas ocorrerem e, a partir de julho de 2002, apenas um hora, gerando o preço *spot* para cada meia hora (UKPX). Isso permite às partes ajustarem seus portfólios de contratos de acordo com sua situação física. Mercados de contratos bilaterais cobriam a operação a médio e longo prazo e mercados de futuros ofereciam contratos padronizados para períodos de vários anos. O *Pooling and Settlement Agreement* – PSA foi substituído pelo *Balancing and Settlement Code* com um processo de introdução de alterações mais definido, dando ao OFGEM<sup>13</sup> mais influência no processo.

No NETA, cada gerador é responsável por seu despacho. O OS é responsável por garantir a estabilidade do sistema, mas cada gerador deve igualar sua produção à sua demanda. No fechamento do mercado, todas as partes têm que notificar o OS de sua situação física (*Final Physical Notifications* - FPN), abrangendo toda a energia comercializada para o dia em questão, e o OS programa-se para coordenar o uso eficiente do sistema de transmissão.

---

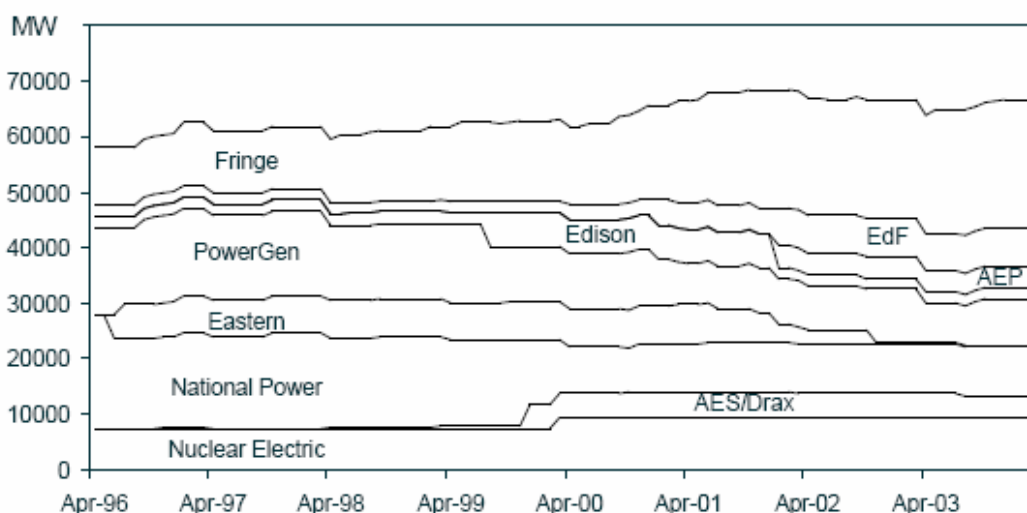
<sup>13</sup> Em 1998 o Governo fundiu o OFFER com o *Office of Gas Supply* – OFGAS para formar o *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM).



Para balancear o sistema, foi criado o *Balancing Mechanism* – BM, que funciona como um leilão discriminatório (*pay as bid*), no qual os agentes davam seus lances e faziam suas ofertas e o sistema gerava preços para a energia necessária para resolver as diferenças entre os FPNs e o que houvesse sido realmente aferido. Dois preços eram gerados, um era a média de todas as ofertas de compras (*System Buy Price* – SBP) e o outro a média de todos os lances para a venda de energia (*System Sell Price* - SSP). Um agente que tivesse diferenças entre seu FPN e o que fosse efetivamente medido recebia de acordo com esses preços: se ele produziu a mais do que o efetivamente contratado (ou se consumiu menos do que o contratado, no caso de um consumidor) ele recebia pelo SSP. Caso contrário ele tinha que pagar pela energia adicional de acordo com o SBP. Inicialmente esses preços eram diferentes durante 75% do tempo ( $SBP \geq SSP$ ) e penalizavam qualquer tipo de desequilíbrio, seja um que aumente ou um que diminua a estabilidade do sistema como um todo. Isso resultou em uma extrema volatilidade dos preços no período inicial. Assim, para amenizar essa distorção passou-se a utilizar o preço *spot* para remunerar a energia dos que estivessem, na prática, balanceando o sistema com seu desequilíbrio, se estivesse consumindo menos do que o contratado quando o sistema estivesse com falta de energia, por exemplo.

Um dos argumentos utilizados para justificar a mudança para o NETA era de que apenas 2% da energia teriam seu preço determinado por um sistema fechado. O restante da energia teria seu preço determinado por negociações diretas entre compradores e consumidores, promovendo assim uma maior participação dos consumidores nesse processo, o que, esperava-se, diminuiria o

exercício do poder de mercado por parte dos geradores. No entanto, Newbery (2005) ressalta que isso já ocorria no *Pool*: cerca de 90% da energia era comercializada por contratos anuais, e, mais do que os detalhes do funcionamento do mercado de preços *spot* ou de balanceamento. Os três fatores determinantes para a existência de condições para o exercício de poder de mercado são o número de geradores competindo, a margem de reserva do mercado e, a longo prazo, a facilidade de entrada.



**Gráfico 6: Capacidade por firma.** Fonte: Green (2004)

*Fringe: geração das usinas nucleares antigas e pequenos geradores independentes.*

Os preços de eletricidade efetivamente caíram e o OFGEM apontou o NETA como o responsável por essa queda. No entanto, essa afirmação é controversa. Diversos estudos (NEWBERY e MACDANIEL, 2003; BOWER, 2002; EVANS e GREEN, 2003) apontam que essa redução dos preços aconteceu antes da entrada em vigor do NETA e teria sido causada principalmente por uma

mudança na estrutura do mercado e não pela mudança no mecanismo de comercialização. A queda nos preços era o resultado do aumento da concorrência na geração, obtido com a substituição da integração horizontal pela vertical. Essa mudança, embora tenha causado queda nos preços no curto prazo pode ser negativa a longo prazo, pois reduz a facilidade de entrada no mercado por novos concorrentes. Outro ponto negativo apontado é a incapacidade do BM enviar sinais para a correção de escassez de capacidade geradora, ao remunerar os geradores de acordo com o seu lance ao invés do preço marginal, que em épocas de escassez é mais alto e incentiva novos investimentos.

Com o fim do poder de mercado das duas maiores geradoras o mercado britânico deve prover resultados competitivos daqui para frente. De modo geral o NETA tem tido resultados semelhantes ao que era de se esperar do *Pool* com uma estrutura de mercado mais competitiva. Entretanto, consideramos que não seria necessário gastar £700 milhões para isso. O processo britânico, com sucessivos ajustes do sistema de comercialização, explicita a importância de se garantir mecanismos que permitam a atuação do regulador durante os anos iniciais. Um fator determinante para o fim do *Pool* foi a dificuldade de se realizarem alterações nos contratos multilaterais. Caso essas alterações pudessem ter sido feitas mais facilmente, a correção dos problemas encontrados na estrutura de mercado do *Pool* poderia ter sido mais rápida, menos custosa, sem tampouco limitar a entrada de novos participantes devido ao aumento da integração vertical.

## **CAPÍTULO 4 O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SISTEMA BRASILEIRO**

Aproximadamente 90% da energia elétrica no Brasil é produzida por hidroelétricas. Alguns países, como a Noruega e a Nova Zelândia, têm também forte dependência de fontes hidrelétricas na geração de sua energia elétrica. Todavia, apenas no Brasil encontra-se diversas hidrelétricas compartilhando os mesmos recursos hídricos (diversas represas em uma mesma bacia hídrica). Além disso, as bacias hídricas estão sujeitas a diferentes riscos hidrológicos, isso é, diferentes regimes de chuvas e secas, o que torna o sistema elétrico brasileiro muito particular e extremamente complexo.

A reestruturação do sistema elétrico brasileiro teve início com a Constituição de 1988, cujo art. 175 dispôs que “incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos”. No entanto, a lei referida nesse artigo, denominada Lei das Concessões, só veio a ser promulgada no governo Fernando Henrique Cardoso em 1995, criando as figuras do Produtor Independente e dos Consumidores Livres e instituindo o livre acesso desses agentes aos sistemas de transmissão existentes.

A promulgação da Lei das Concessões permitiu, assim, o início efetivo do processo de reestruturação do setor elétrico que partiu do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB. Esse projeto tinha como objetivos assegurar o fornecimento, atrair investimentos privados, aprimorar a

eficiência no emprego de recursos no setor, e permitir a redução das despesas e da dívida pública com a entrada de recursos gerados pela privatização dos ativos estatais. Durante cerca de dois anos e meio, entre 1996 e 1998, com a participação de técnicos nacionais e estrangeiros, o projeto RESEB gerou considerável documentação sobre o estado do setor elétrico brasileiro, formulando recomendações que permitissem a introdução de um modelo baseado na concorrência para o setor. O ano de 1998 é considerado data de entrada em vigor do novo modelo do setor elétrico. Entretanto, antes que todas as recomendações fossem adotadas para a implantação definitiva do modelo, ocorreu a crise de abastecimento 2001 que paralisou esse processo.

Nas eleições de 2002, o modelo para o setor sofreu forte crítica dos grupos que formavam a oposição ao Governo Fernando Henrique Cardoso, sendo inclusive parte das propostas de campanha da oposição a elaboração de um novo modelo para o setor, no qual se reduzia consideravelmente o âmbito da concorrência. Em 2003, após a eleição do Presidente Lula, o Ministério de Minas e Energia – MME do novo Governo publicou sua proposta para uma nova regulamentação do setor elétrico, cujos três objetivos principais eram: "garantir a segurança de suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento." Entretanto, o modelo apresentado guarda pouca semelhança com as propostas de campanha, diferindo do Modelo FHC em seu caráter centralizador no que se refere ao planejamento e na compra de energia. O desenho original do mercado foi conservado, com exceção de pequenas

mudanças, como veremos a seguir. Para nossa análise, tomaremos como base o documento elaborado pelo MME em dezembro de 2003, em que são delimitadas as principais características do modelo atual.

#### 4.1 O Modelo FHC

Com o intuito de liberalizar o mercado de energia elétrica e iniciar o processo de privatização dos ativos federais no setor elétrico o governo contratou um consórcio encabeçado pela firma de consultoria britânica *Coopers & Lybrand* para a elaboração de um novo modelo institucional para o setor elétrico. O modelo proposto, fortemente inspirado no modelo inglês, previa a criação de um ambiente competitivo nas áreas de geração e distribuição, com a transmissão permanecendo como um monopólio regulado.

A proposta elaborada consistia em um híbrido entre um sistema de contratos bilaterais e um *Pool*. A maior parte da energia elétrica deveria ser negociada entre os agentes por meios de contratos bilaterais livremente negociados. A eletricidade necessária para ajustes entre o consumo contratado e o efetivamente realizado e para os serviços auxiliares seria negociada no Mercado de Atacado de Energia (MAE), que funcionaria como um sistema de liquidação raso e geraria o preço *spot* para a energia elétrica.

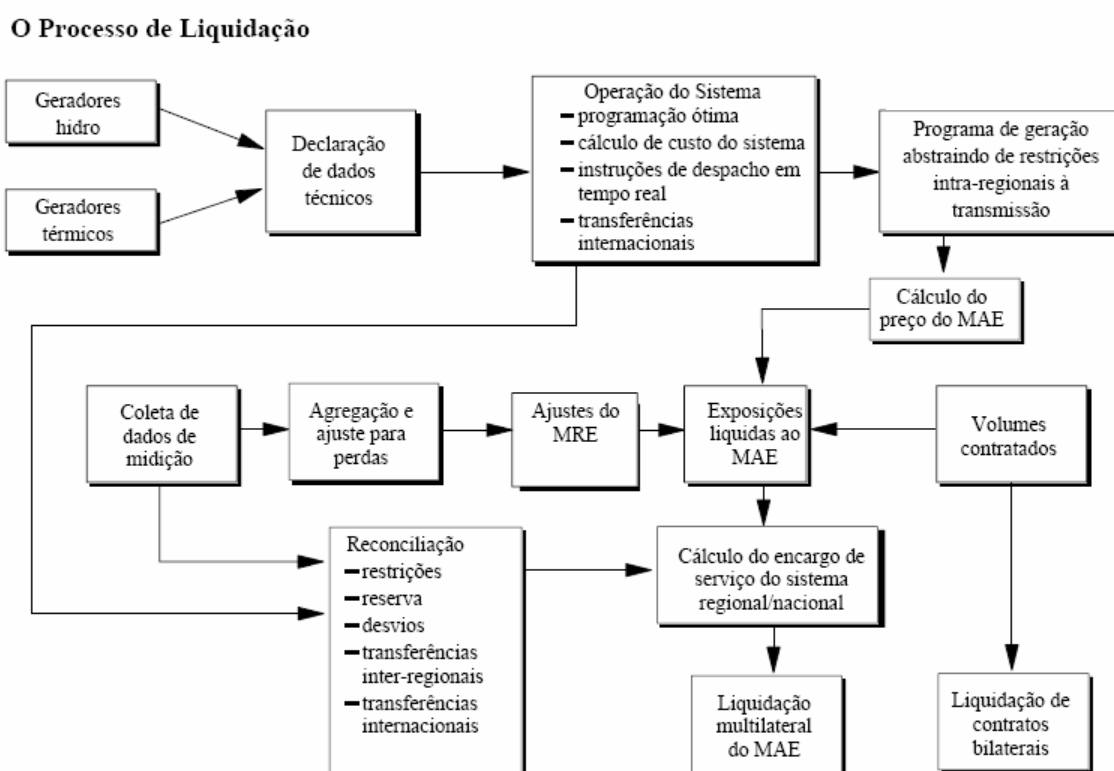
O MAE tinha como objetivos o estabelecimento de um preço que refletisse, a cada período de tempo, o custo marginal da energia no sistema, de modo que este respondesse a alterações de oferta e demanda e sinalizasse a necessidade

de novos investimentos. Esse preço serviria como base para contratos bilaterais de longo prazo destinados a reduzir a volatilidade dos preços. No MAE, geradores e comercializadores negociariam sua energia não contratada, criando um ambiente multilateral em que os comercializadores pudessem comprar de quaisquer geradores e estes pudessem vender a quaisquer comercializadores, possibilitando um ambiente concorrencial ao mesmo tempo em que se permitia que quaisquer dicotomias entre os contratos efetuados anteriormente e o consumo ou produção verificados pudessem ser resolvidos sem maiores riscos à estabilidade do sistema.

O funcionamento do MAE dar-se-ia de maneira centralizada nas mãos do Operador Nacional de Sistema – ONS que operaria o mercado em nome dos seus membros. O ONS otimizaria o sistema de posse de dados técnicos dos geradores, criando um programa de geração no qual seriam identificadas as usinas a serem despachadas para proporcionar a operação do sistema ao menor custo. Nesse processo, o ONS levaria em consideração todo o fluxo de energia, tanto a contratada previamente, quanto a liquidada em tempo real por meio do MAE. Contudo, apenas a energia não contratada previamente seria contabilizada por meio do preço MAE. Os encargos relativos ao uso do sistema de transmissão e serviços auxiliares seriam calculados *ex-post* e atribuídos aos agentes de acordo com sua participação.

Todos os geradores cuja capacidade instalada fosse superior a 50 MW, e todos os comercializadores, com carga superior a 100 GWh anuais, teriam participação obrigatória no MAE. Consumidores com carga acima de 10 MW também poderiam participar do mercado, podendo contratar livremente sua

energia. Todos os participantes do MAE deveriam estar representados em seu conselho executivo, responsável por sua administração rotineira e por eventuais alterações dos arranjos necessários ao funcionamento do mercado. Esse modelo é esquematizado na Figura 1.



**Figura 1** O funcionamento do Modelo FHC (Fonte: Relatório Consolidado Etapa VII, Coopers & Lybrand).

Simulações realizadas juntamente com a Eletrobrás mostraram que, devido a variações hidrológicas, os geradores hidroelétricos poderiam se encontrar incapazes de atender seus contratos, podendo ir à falência. Para administrar esse risco, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que distribuiria



esse risco entre todos os geradores hidrelétricos, mitigando assim seu efeito sobre o setor. O MRE funcionaria com a determinação da energia firme total do sistema hidrelétrico, que corresponde à geração total do sistema dadas as restrições hidrológicas e técnicas. A cada gerador hidrelétrico é atribuída uma porcentagem dessa energia firme de acordo com sua capacidade. Geradores cuja produção fosse superior à sua energia firme teriam sua produção realocada para atender os geradores cuja produção tivesse sido inferior ao seu nível firme. Cada produtor era remunerado de acordo com sua energia firme. Se a produção total de energia hidrelétrica excedesse a energia firme total, metade da venda dessa energia adicional seria distribuída entre todos os geradores e metade entre os responsáveis pela geração adicional, sempre de maneira proporcional. Se os geradores hidrelétricos não conseguissem gerar a energia necessária para atingir o nível de energia firme, eles teriam que recorrer aos geradores termelétricos, pagando o preço MAE por essa energia, também de maneira proporcional e dividindo-se o risco entre todos os geradores hidroelétricos.

Para a criação de um mercado competitivo, foi recomendada a separação vertical das empresas do setor de transmissão, com a criação de duas ou quatro empresas de transmissão (*Transco*) federais<sup>14</sup>. Cada uma dessas empresas seria responsável por uma região específica em oposição a uma só *Transco*, que poderia contestar a autoridade do ONS e impediria a possibilidade de concorrência por comparação. Às empresas estatais, seria dada a opção de

---

<sup>14</sup> A rede de transmissão do sistema interligado nacional seria dividida em N/NE e S/SE/CO ou entre Furnas, Eletrosul, CHESF e Eletronorte.

transferir seus ativos para a empresa federal correspondente ou integrar-se com a empresa de Distribuição/Comercialização (D/C) que servisse a região em questão.

Na geração, foi proposta separação vertical e horizontal. Seriam impostos limites à participação cruzada entre empresas de D/C e as empresas de geração federais seriam divididas. Isso deveria garantir que uma parcela suficiente do mercado pudesse ser contestada por todos os geradores, limitando o poder de mercado desses agentes e criando condições mais atraentes a novos geradores.

Para manter o funcionamento estável do mercado durante o período de transição, foi sugerido um sistema de contratos iniciais com quinze anos de duração. Esses contratos regulariam toda a comercialização de energia durante os seis primeiros anos de operação do novo modelo, com esse volume diminuindo em 10% do total, a cada ano a partir do sétimo. Esses contratos deveriam assegurar o funcionamento estável do setor até que a implementação de um mercado competitivo estivesse efetivada, diminuindo o risco de uma exposição dos consumidores a mercados essencialmente incompletos durante os primeiros anos de funcionamento.

Em seu estudo sobre o processo de abertura a concorrência no setor elétrico brasileiro, Ferraz (2004) aponta dois erros ocorridos na implementação do modelo que contribuíram para a crise ocorrida em 2001. O primeiro, seria a falta de representatividade dos grandes consumidores no conselho executivo MAE: eles foram agrupados juntamente às empresas de distribuição e isso se mostrou problemático, uma vez que os consumidores livres são clientes em potencial das distribuidoras e que os dois grupos podem ter interesses divergentes. Outro fator foi a superestimação das energias firmes do sistema hidroelétrico, o que resultou

em preços *spot* muito baixos e, conseqüentemente, poucos investimentos na geração. Como as energias firmes só eram revistas a cada cinco anos, os reservatórios baixaram sem que isso fosse refletido nos preços. As empresas de distribuição, que tinham seus ganhos garantidos pelos contratos iniciais, não buscaram fontes de eletricidade mais baratas. Isso tudo, associado a uma situação hidrológica desfavorável nos anos de 2000 e 2001, acabou por gerar uma crise de abastecimento que praticamente paralisou a implantação do modelo.

Desse modo, o processo de reformulação do setor foi iniciado, mas não concluído. Cerca de 80% da distribuição passou das mãos dos governos estaduais para empresas privadas, mas 75% da geração permaneceu nas mãos de empresas estatais que também não foram divididas devido a forte pressão política. A transmissão continuou fragmentada na mão de diversas empresas e é até hoje um dos fatores responsáveis pelas altas de preços verificadas pelos consumidores finais.

## 4.2 O Modelo Lula

Em julho de 2003 o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE divulgou uma nova proposta para regulamentação do setor elétrico, apresentando como motivação o fato de o modelo então vigente não ter tido resultados favoráveis, principalmente no que se refere a:

- a) modicidade tarifária;

b) continuidade e qualidade dos serviços, considerando em especial a recente crise de 2001;

c) incentivos a expansão do serviço, demonstrando incapacidade na geração de preços eficientes para a promoção dos investimentos;

Uma rápida análise dessas motivações revela que o foco do novo modelo não se dá sobre as causas efetivas dos problemas encontrados e sim sobre seus efeitos. Uma das principais causas da crise que atingiu o setor foi justamente o nível de preços excessivamente baixo, resultante da superestimação da energia firme do sistema hidrelétrico. Além disso, o primeiro e o terceiro podem ser contraditórios, uma vez que preços altos atraem investimentos, pois em um mercado competitivo o preço é o principal incentivo à expansão do serviço. A falta de planejamento que afetava o setor não era resultado de falhas no desenho do modelo institucional, mas sim fruto da falta de recursos que assola o setor público brasileiro (BANDEIRA, 2004).

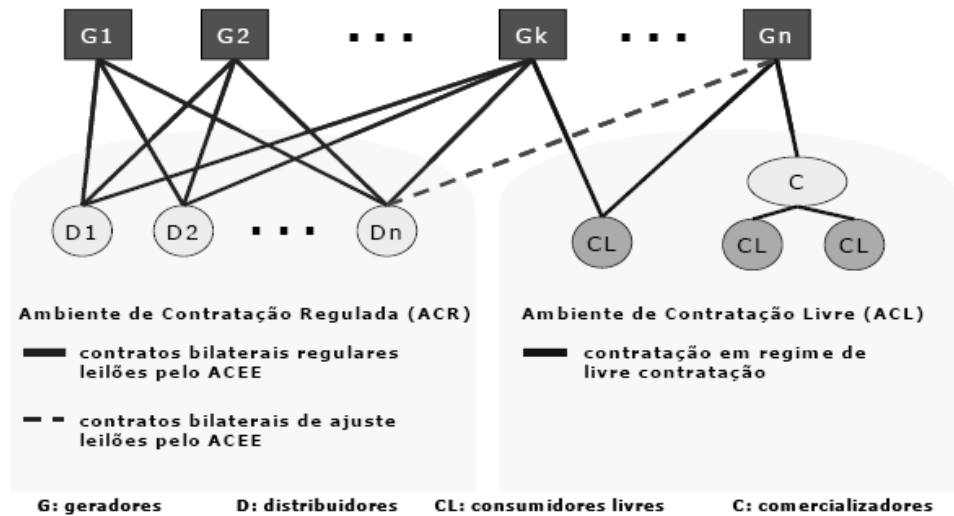
A comercialização da energia no novo modelo ocorre em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Todos os geradores podem comercializar nos dois ambientes e as regras de liquidação e contabilização permanecem essencialmente as mesmas. O despacho permanece centralizado nas mãos do ONS que otimizará o funcionamento do setor com o objetivo de obter o menor custo operacional dadas as restrições do sistema. O funcionamento desse modelo é descrito na Figura 2.

O ACR é apresentado como uma cooperativa que agrega a demanda de vários distribuidores, com as diferenças entre os valores contratados e

consumidos contabilizadas com base em um preço que reflita o custo marginal de operação, com um valor de teto. Nesse ambiente será comercializada a energia destinada a consumidores regulados (distribuidoras). No novo modelo as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% da eletricidade necessária a atender a demanda de seus clientes.

O ACL é destinado a atender à contratação da energia para os consumidores livres, sendo realizada por meio de contratos bilaterais livremente negociados, compreendendo também os contratos realizados anteriormente à implantação do modelo.

É no processo de contratação de energia e no planejamento que ocorrem as maiores mudanças. No novo modelo, o planejamento do setor deixa de ser indicativo para ser determinante: o governo passa a ser responsável pela escolha dos projetos que, uma vez selecionados, são licitados pelo critério de menor tarifa. Os projetos oferecidos já possuem a licença ambiental prévia para eliminar o risco associado às incertezas envolvidas na obtenção dessa licença. A licitação se dá em duas partes: a inicial, realizada com cinco anos de antecedência com objetivo de atender uma dada previsão de crescimento da demanda, e a complementar, a ser realizada dois anos após a inicial, com o objetivo de atender a eventuais acréscimos na demanda inicialmente projetada.



**Figura 2** O Modelo Lula

(Fonte: *Modelo Institucional do Setor Elétrico, MME*).

Em 2004 foi criada a Empresa de Planejamento Energético – EPE, responsável pela elaboração de estudos que possam guiar o planejamento do setor e obter previamente as licenças ambientais para os projetos a serem licitados. A EPE elabora uma lista de projetos ordenados por ordem crescente de mérito econômico, calculado de acordo com uma estimativa dos preços da energia assegurada de cada projeto, de modo que a energia assegurada total exceda a expansão do consumo. Vence a licitação aquele que oferecer menor preço à energia assegurada ofertada ao ACR.

Os novos empreendimentos de geração são postos à disposição do ACR obedecendo ao despacho do ONS. A contratação pode ser realizada por meio de dois tipos de contratos, a escolha cabendo ao MME: contratos de quantidade de energia, em que os geradores se dispõem a fornecer uma quantidade de energia fixa e assumem os riscos decorrentes de variações nos preços; e contratos de disponibilidade de energia, nos quais os riscos são alocados ao *Pool* e repassados

aos consumidores regulados. Se um gerador novo deseja reservar uma fração de sua produção para a venda no ACL ou para consumo próprio, ele deverá pagar uma tarifa regulada e declarar qual proporção da energia gerada será destinada à comercialização livre no ato da licitação.

A energia velha, ou seja, proveniente de geradores já existentes, será comercializada por meio de leilões. A contratação será por meio de contratos de quantidade de energia com duração de no mínimo três e no máximo quinze anos, com os preços obtidos nos leilões sendo inteiramente repassados às tarifas.

Em substituição ao antigo MAE, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A CCEE possui basicamente a mesma estrutura do MAE e é responsável pela realização dos leilões para compra de energia. Para mitigação dos riscos sistêmicos associados à geração hidroelétrica, é mantido o MRE.

O modelo proposto pelo governo Lula não altera de forma significativa o desenho do sistema já existente. As mudanças propostas não se endereçam à correção das causas estruturais dos problemas existentes. Além disso, as dificuldades encontradas na sua implementação aumentaram consideravelmente as incertezas relacionadas à participação no setor, como ressaltaram várias entidades que representam investidores privados do setor (CBIEE, Apine, Abradee, Abraceel, ABCE). Os problemas existentes em relação à falta de recursos para o aparelhamento da máquina estatal responsável por garantir o planejamento do setor foram exacerbados devido a gastos desnecessários com a criação de novas instituições para substituir as antigas que não funcionavam, entre outras razões, devido à falta de recursos.

### 4.3 A Proposta CERME

A proposta do CERME para o modelo institucional do setor elétrico brasileiro parte do Modelo FHC e o leva um passo adiante no que se refere a separação entre os fluxos físicos e financeiros já presentes no MRE, buscando criar um mecanismo que permita a otimização do sistema de maneira mais simples e eficiente.

Com relação ao sistema de contabilização de fluxos de energia, físicos e financeiros, é preciso observar que toda a dificuldade técnica com relação à externalidade na produção de energia está relacionada a seu aspecto físico, e a dificuldade econômica dos geradores está associada à parte financeira. Na situação atual, a produção de energia física está associada à geração de fluxos financeiros na direção oposta do fluxo de energia na sua quase totalidade. Toda a energia alocada a um gerador produz um fluxo de receita para ele, parte por meio de seus contratos bilaterais, parte por meio do CCEE. Todavia, como a energia alocada pode ser diferente da energia gerada, parte do fluxo financeiro para um determinado gerador pode não estar associada a um fluxo de energia gerado por ele, mas apenas “alocado” nele. Portanto, pode existir certa dicotomia entre fluxos físicos e fluxos financeiros.

Essa proposta aprofunda ao máximo essa dicotomia, propondo total separação dos fluxos financeiros e físicos para as hidrelétricas. Cada gerador possui uma determinada quantidade de energia firme por certo período. Ele pode vender essa energia firme, e não mais que ela, em qualquer mercado que lhe



aprouver, no momento em que achar mais conveniente. O fluxo de energia, todavia, é determinado pelo ONS.

Essa total separação torna, na prática, o ONS responsável pelo uso físico da energia e o gerador, proprietário financeiro da energia. É interessante observar que essa separação entre propriedade financeira e física da energia retira do gerador qualquer ganho que ele possa obter manipulando as informações técnicas repassadas para o ONS, o que simplifica o problema de engenharia da energia e barateia o seu custo de produção, pois agora não são necessários gastos de monitoramento para evitar declarações técnicas incorretas.

Com essa separação, não existe problema de externalidades referentes ao despacho não coordenado de hidroelétricas dentro de um mesmo curso de água, já que o uso da água é decidido centralmente pelo ONS. Portanto, é possível que as geradoras sejam vendidas da forma mais pulverizada possível, sem que isso acarrete uso ineficiente da água. Com a venda pulverizada das geradoras hidrelétricas, pode-se estabelecer imediatamente um mercado competitivo de energia nos moldes, por exemplo, do *Nord Pool*. Os geradores determinariam o total de energia vendida em um determinado momento, e o ONS determinaria quem geraria a energia negociada, seguindo uma ordem de mérito. Um maior número de geradores tornaria o mercado competitivo (já que existem vários compradores), tornando-o também um mercado eficiente no sentido de maximizar a soma do bem estar dos geradores e compradores de energia. Em particular, o ONS não precisaria mais resolver o problema intertemporal do valor da água, pois ele seria determinado no mercado à vista.

Um mercado assim organizado tem um funcionamento bem mais simples que a proposta de uma CCEE e permite que se criem diversos instrumentos financeiros padronizados para reduzir os riscos tanto de geradores quanto de consumidores. Futuros, opções e outros derivativos poderiam ser escritos sobre o valor à vista da energia, já que seu preço será determinado pelo mercado e não por um planejador central.

Com relação ao Mecanismo de Realocação de Energia, apesar de ele garantir que, sob condições normais de operação, os geradores hidrelétricos recebam a receita associada à sua energia garantida, pela realocação da geração das usinas superavitárias para as deficitárias, ele introduz outros tipos de risco, como mencionado anteriormente, é fundamental para uma empresa ter controle sobre seus fluxos de caixa. Um mecanismo de realocação sempre provoca uma perda desse controle de fluxo de caixa. Uma geradora hidrelétrica que necessite de pouco fluxo de caixa em um determinado período pode querer contratar um volume baixo de venda de energia. Se a energia que lhe for alocada for proporcional à sua energia firme pode acontecer de ela ter que vender forçosamente muita energia que pretendia vender em um momento posterior. Mais ainda, terá que vender essa energia ao preço da CCEE, sujeita, portanto aos riscos inerentes a esse preço. Esses riscos talvez pudessem ser reduzidos se a energia fosse alocada por um mecanismo de realocação de energia alternativo, no qual a energia seria realocada proporcionalmente ao valor contratado.

## CONCLUSÕES

Enquanto em países ricos as reformas liberalizantes são frutos da pressão dos grandes consumidores que buscam poder escolher livremente seu fornecedor de energia como forma de reduzir seus custos, em países em desenvolvimento é a necessidade de se atrair financiamento de setores privados que dita as reformas. Alguns autores defendem que essa diferença de objetivos pode muitas vezes levar a arranjos institucionais diferentes e que arranjos que visem atrair a participação de financiamento externo ao setor podem ser incompatíveis com a uma redução nas tarifas. A nossa visão, no entanto, é que existem ganhos de eficiência importantes a serem realizados dentro de um mercado de energia bem desenhado. A introdução da concorrência pode reduzir as tarifas ao mesmo tempo em que atraia com sucesso o financiamento externo necessário ao bom funcionamento do setor.

Existem basicamente dois caminhos para criar um mercado competitivo para a geração. O primeiro e mais eficiente é a divisão da capacidade geradora em um número suficiente de geradores concorrentes, de modo que nenhum tenha muita influência sobre o preço. A alternativa é induzir os geradores a vender a maior parte de sua produção por meio de contratos e garantir que, caso os preços subam acima do nível competitivo, novos entrantes possam contestar esses preços e aumentar a competitividade. A primeira opção é mais satisfatória se existir capacidade excedente no mercado e não é necessário aguardar a entrada de novos entrantes para remediar a falta de competitividade. Uma reforma que

falhe em lidar com esses problemas estará fadada a complicações regulatórias custosas e desencorajadoras a novos investimentos, o que pode atrasar consideravelmente o desenvolvimento do setor.

Devido às características físicas da eletricidade, muitas similaridades existem nos modelos adotados: tanto no *Pool* quanto no NETA e nos Países Nórdicos houve a separação entre distribuição e transmissão e a geração. Os serviços de distribuição e transmissão continuaram como monopólios regulados. Diferenças surgem na operação do mercado *spot*. No modelo inglês ele fica nas mãos do OS, enquanto o *Nord Pool* é uma empresa independente dos OS nacionais (mesmo que de propriedade dos operadores sueco e norueguês). Outra diferença importante é a estrutura do mercado: propriedade privada no caso britânico e predominantemente pública nos Países Nórdicos. A reforma britânica parece ter sido motivada pela vontade de privatizar sua indústria de eletricidade, e isso foi realizado com a introdução da competição. Já os Países Nórdicos buscavam apenas aumentar a eficiência de seu setor elétrico, com o objetivo de obter preços mais baixos para a energia elétrica (HANDELAND et al., 2003).

Os ingleses adotaram um caminho que substituíria o modelo baseado no serviço público por um mercado comercial tradicional. As empresas do setor foram privatizadas, expondo-se a concorrência o que fosse possível e introduzindo regulamentação onde isso fosse necessário. A abordagem nórdica foi diferente: a busca de maior eficiência com um mercado competitivo não se sobrepôs ao desejo de uma distribuição mais equitativa dos ganhos, gerada pela atuação governamental. Assim foi criado um mercado competitivo para o setor, mas a propriedade pública das empresas foi mantida. Criou-se um sistema duplo para

garantir o resultado desejado com o mercado e o governo atuando juntos para garantir o máximo bem-estar social. Essa dualidade poderia gerar conflitos que capazes de inviabilizar um resultado eficiente, mas o que se verificou foi que a cultura de administração pública eficiente já existente nos Países Nórdicos foi capaz de se adequar bem o suficiente às novas condições e competir com agentes privados que tinham a liberdade de operar baseados apenas em resultados comerciais.

O processo de reestruturação do sistema elétrico brasileiro tem se mostrado excessivamente conturbado, com pressões políticas interferindo e desestabilizando de maneira preocupante todo o processo. Em um setor em que a maturação dos investimentos é particularmente longa e onde esses investimentos são intensivos em capital, as conseqüências de tal processo podem comprometer o funcionamento estável do sistema, o que leva a preços altos e riscos de interrupções do serviço em um setor de importância fundamental para a economia.

Erros na implementação do primeiro modelo, associados à falta de regulamentação existente no período anterior precipitaram o setor em uma crise com serias conseqüências para o seu desenvolvimento econômico. Em resposta a essa crise, o governo eleito em 2002 elaborou um novo modelo institucional para o setor, mas teve como foco os efeitos da crise e não suas verdadeiras causas. Isso resultou em um modelo que, invés de simplificar o funcionamento do sistema só o tornou mais complicado, não conseguindo reduzir as incertezas associadas ao investimento no setor. Como demonstram os resultados dos recentes leilões de energia, onde a energia contratada esteve muito abaixo do esperado, o novo

modelo ainda não responde de forma adequada às necessidades para o estabelecimento de um mercado competitivo para o setor elétrico.

A proposta CERME surge com o intuito de criar um mecanismo mais simples possível que permita a implementação de um mercado competitivo, levando em consideração às especificidades do sistema brasileiro. Em um mercado com o grosso da geração sendo de origem hidroelétrica e com muitas hidrelétricas compartilhando o mesmo curso de água, como é o caso brasileiro, a otimização do fluxo de água surge como uma questão importante. A separação entre os fluxos físicos e financeiros surge como uma alternativa eficiente no que concerne à otimização dos recursos hídricos, ao mesmo tempo em que garante aos agentes do setor o máximo de liberdade na administração de seus ativos. Com isso, diminui-se a exposição dos agentes geradores a riscos decorrentes de flutuações hidrológicas, o que se refletiria na forma de preços menos voláteis e tarifas menores para todo o setor.

Embora um desenho mais eficiente possa facilitar o funcionamento de um mercado competitivo, as experiências britânica e nórdica nos mostram que a estrutura do mercado é de fundamental importância, e isso parece estar sendo relevado no desenvolvimento do sistema brasileiro. A necessidade de uma reestruturação da rede de transmissão, que integre efetivamente o mercado e a divisão das grandes geradoras estatais em um número maior de empresas concorrentes reduziria o poder de mercado dos agentes e facilitaria a entrada de novos concorrentes, garantindo as bases para o desenvolvimento de um mercado competitivo para o setor.

## BIBLIOGRAFIA

AMUNDSEN, Erik S. e Lars Bergman. The Deregulated Electricity Markets in Norway and Sweden: a Tentative Assessment. **Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison**. Edward Elgar Publishing. 2003

AMUNDSEN, Erik S., Nils-Henrik M. von der Fehr e Lars Bergman. The Nordic Market: Signs of Stress? **The Energy Journal Special Issue on European Electricity Liberalisation** págs. 71-98 Summer 2005

BANDEIRA, Fausto de Paula M., Análise das Alterações Propostas para o Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. **Câmara Legislativa**, Estudo, Agosto 2003.

BANDEIRA, Fausto de Paula M., Avaliação das Alterações Introduzidas no Modelo do Setor Elétrico Brasileiro pelas Leis nº 10.847 e 10.848. **Câmara Legislativa**, Estudo, Abril 2004.

BERGMAN, Lars, Gert Brunekreeft, Christopher Doyle, Nils-Henrik M. von der Fehr, David M. Newbery, Michael Pollit and Pierre Regibeau. A European Market for Electricity? Monitoring European Deregulation 2. London/Stockholm: Centre for Economic Policy Research. 1999

BYE, Torstein. A Nordic Energy Market Under Stress. **Economic Surveys**, 4:26-37. Statistics Norway.

BORENSTEIN, S., The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. **Journal of Economic Perspectives**. Vol. 16, No. 1. Winter 2002. pp 191–211.

BORESTEIN, Severin, James Bushnell e Steven Stoff. The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. **The RAND Journal of Economics**; Summer 2000.

BOWER, John e Derek W. Bunn. Model-Based Comparisons of *Pool* and Bilateral Markets for Electricity. **The Energy Journal**. Vol. 21, No 3. 2000

BOWER, J. Why did Electricity Prices Fall in England and Wales? Market Mechanism or Market Structure?”, Oxford Institute for Energy Studies Working Paper, EL O2 (2002)

BUSHNELL, James. Transmission Rights and Market Power. **The Electricity Journal**. October 1998

EVANS, J. e J. Green. Why did British Electricity Prices Fall after 1998?, **CMI WP26** (<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/index.htm>) (2003)

FERRAZ, Clarice C. de M. Le Marché de l'Électricité au Brésil: Ouverture a la Concurrence e Régulation. **Memoire de Diplome**. DEAMAP. Faculté des Sciences Économiques et Sociales. Université de Genève.

GLACHANT, J. M. e Finon, D. Competition in European Electricity Markets – a Cross-Country Comparison. **Edward Elgar Publishing Limited**

GILBERT, Richard, Karsten Neuhoff e David Newbery. Allocating transmission rights to mitigate market power in electricity networks. **The RAND Journal of Economics**. pp. 691-709. Winter 2004

GREEN, R. J. Did English Generators Play Cournot? Capacity withholding in the Electricity *Pool* **CMI WP41**

(<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/index.htm>)



HANDELAND, Joan, Atle Midttun e Terje Omland. The Nordic Public Ownership Model under Transition to Market Economy: the Case of Electricity. **Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison**. Edward Elgar Publishing. 2003

HOGAN, William W . Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms **Journal of Regulatory Economics**. Norwell: Jan 2002.Vol.21, Iss. 1; pp. 30

HOGAN, William W. A Wholesale *Pool* Spot Market Must Be Administered by the Independent System Operator: Avoiding the Separation Fallacy. **The Electricity Journal**. December 1995.

HUNT, Sally. Making Competition Work in Electricity. **John Wiley & Sons**. 2002.

JOSKOW, Paul L. e Richard Schmalensee, *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*, **MIT Press**, 1983.

JOSKOW , Paul L e Jean Tirole. Transmission rights and market power on electric power networks. **The RAND Journal of Economics**; Autumn 2000; 31, 3.

KENCH, Brian T. Lets get physical! Or financial? A study of electricity transmission rights. **Journal of Regulatory Economics**; Vol. 25. No.2. pp. 187-214. 2004

LEAUTIER ,Thomas-Olivier. Transmission constraints and imperfect markets for power. **Journal of Regulatory Economics**. Norwell:. Vol.19, Iss.1; pg. 27 Jan 2001

LITTLECHILD, S. Privatization, Competition and Regulation in the British Electricity Industry, With Implications for Developing Countries. **Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP)** February 2000

MME. Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, 17 de dezembro de 2003

MOULTON, Jonathan S. California electricity futures: the NYMEX experience.

**Energy Economics** Vol.27. pp. 181– 194. 2005

NEWBERY, D.M. Electricity Liberalisation in Britain: The Quest for a Satisfactory

Wholesale Market Design. **The Energy Journal Special Issue on European**

**Electricity Liberalisation** págs. 43-70 Summer 2005

NEWBERY, D. M. e M. G. Pollitt. The Restructuring and Privatization of the CEGB

– Was it Worth it? **Journal of Industrial Economics**, XLV (3) 269-303 1997

ROTHKOPF, Michael. H. Daily Repetition: A Neglected Factor in the Analysis of

Electricity Auctions. **The Electricity Journal**. April 1999

SIOHANSI, P. Fereidoon e Cheryl Morgan. Where Function Follows Form:

International Comparisons of Restructured Electricity Markets. **The Electricity**

**Journal**. April 1999.

WILSON, Robert. Architecture of Power Markets. **Econometrica**. ; 70; 4. 42 pg

Jul. 2002

WOLFRAM, Catherine D. Strategic Bidding in a Multiunit Auction: an Empirical

Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales. **The RAND Journal of**

**Economics**. Vol.29 n° 4, págs 703-725, Winter 1998