

**POLÍTICAS
REGULATÓRIAS
NO SETOR DE
ENERGIA ELÉTRICA:
A EXPERIÊNCIA DOS
ESTADOS UNIDOS E DA
UNIÃO EUROPÉIA**

José Claudio Linhares Pires*

*Economista do Convênio BNDES/Pnud (jclau@bndes.gov.br),
da Gerência de Políticas de Regulação do Depec.
O autor agradece os comentários de Armando Castelar Pinheiro e de
Maurício Serrão Piccinini a uma versão preliminar, eximindo-os, no
entanto, de qualquer responsabilidade por eventuais imprecisões.
O autor agradece também o apoio da Agência de Informação dos
Estados Unidos pela oportunidade de visita de intercâmbio,
realizada a esse país, no período novembro/dezembro de 1998,
por meio do Programa de Visitação Internacional, que proporcionou
importantes informações para a realização deste trabalho.

Sumário

Resumo.	5
1. Introdução	7
2. O Caso dos Estados Unidos	8
2.1. Estrutura Regulatória	9
2.2. Primeira Etapa das Reformas: Purpa Act e seus Efeitos.	11
2.3. Segunda Etapa das Reformas: o Energy Policy Act	13
2.3.1. Operador Independente do Sistema.	16
2.3.2. Bolsa de Energia (Mercado <i>Spot</i>)	17
2.3.3. Tarifação de Acesso ao Sistema de Transmissão	17
2.3.4. <i>Stranded Costs</i>	18
2.3.5. Abertura do Mercado Cativo	19
2.4. Implementação das Diretrizes do Energy Act.	19
2.5. Avaliação e Perspectivas	22
3. O Caso da União Européia	26
3.1. O Quadro Geral da União Européia.	26
3.1.1. Breve Histórico	30
3.1.2. Constituição do Mercado Interno de Energia	31
3.1.2.1. Promoção da Entrada na Geração	32
3.1.2.2. Regulação do Acesso	33
3.1.2.3. Liberalização da Comercialização de Energia	34
3.1.2.4. Obrigações de Serviço Público	35
3.1.3. Perspectivas	36
3.2. O Caso do Reino Unido	40
3.2.1. Introdução	40
3.2.2. Breve Histórico e a Privatização.	41
3.2.3. Estrutura Regulatória	42
3.2.4. Reestruturação Setorial e Novo Ambiente Institucional	43
3.2.5. Regulação do Mercado Livre	45
3.2.5.1. Segmento de Geração	45
3.2.5.2. Segmento de Comercialização	48
3.2.6. Regulação do Mercado Cativo	51
3.2.6.1. Regulação Tarifária	51
3.2.6.2. Regulação da Qualidade do Serviço	53
3.2.7. Avaliação e Perspectivas	54
4. Considerações Finais	55
Referências Bibliográficas	57

Resumo

Este trabalho apresenta uma visão geral das políticas regulatórias implementadas no setor de energia elétrica dos Estados Unidos e da União Européia, que tiveram como objetivo, em linhas gerais, aumentar a eficiência econômica setorial e reduzir os impactos ambientais ocasionados por essa atividade econômica.

Considerando, por um lado, a importância do setor elétrico para o desenvolvimento econômico e, por outro, o processo de reformas vigente no Brasil, o principal objetivo do texto é discutir a experiência regulatória recente naqueles países, objetivando extrair lições para o estudo do caso brasileiro.

1. Introdução

O setor elétrico vem atravessando um contexto de intensas transformações nas suas condições de funcionamento. Em todo o mundo estão sendo introduzidas reformas visando aumentar a eficiência econômica setorial e minimizar os efeitos ambientais inerentes a essa atividade econômica. Considerando o importante papel desempenhado pelo setor elétrico para o desenvolvimento econômico e o conjunto de externalidades positivas geradas por seus investimentos e serviços oferecidos, é extremamente relevante entender o processo de reformas, que tem, como um dos destaques, a mudança do papel do Estado, cuja intervenção passa a ter um caráter mais indireto e regulatório, em detrimento da provisão direta dos serviços.¹

Essas alterações diferem em ritmo e grau de intensidade de acordo com a realidade de cada país – recursos naturais, tradição institucional etc. Apesar disso, é possível verificar alguns estilos de políticas, com as seguintes características: em primeiro lugar, a ênfase é na redução de custos de produção por meio da introdução da *competição*, especialmente na geração; em segundo, destaca-se o papel decisivo da *regulação da concorrência* para estimular o funcionamento competitivo do setor; em terceiro, um dos aspectos centrais para a viabilização da competição é a estipulação de *tarifas de acesso* às redes de transmissão em bases não-discriminatórias; em quarto, a regulação tarifária pelo regime *price cap* dos segmentos de monopólio natural (transmissão e distribuição) torna-se necessária para permitir que o consumidor final se aproprie de parte dos ganhos de produtividade advindos das reformas; por fim, a última característica comum verificada nas políticas regulatórias é a necessidade de constituição de *agências reguladoras independentes* de forma a capacitá-las para fazer a arbitragem de conflitos e promover o conjunto das políticas mencionadas anteriormente.

Os casos mais relevantes que ilustram a discussão sobre os novos instrumentos regulatórios são os dos Estados Unidos e da União Européia. A experiência norte-americana – maior mercado de energia elétrica no mundo – concentra grande tradição de regulação tradicional de monopólios naturais privados, representando um paradigma de introdução gradual de competição. A União Européia – segundo maior mercado de energia elétrica do mundo – apresentava, até recentemente, um contexto de forte tradição monopólica estatal no fornecimento desses serviços, interrompido pelos recentes esforços de liberalização dos mercados e uniformização das políticas regulatórias. O Reino Unido merece destaque especial pelo fato de vir adotando, ao longo de

1 Uma visão mais aprofundada dos motivadores das reformas do setor elétrico poderá ser obtida em Pires (1999a).

uma década, um conjunto de políticas regulatórias que, pelo seu caráter radical, tem influenciado as reformas implementadas posteriormente por diversos países da Europa e de outros continentes.

O objetivo deste trabalho é o de consolidar as experiências deste setor em rápida transformação, contribuindo, assim, para a extração de lições para o caso brasileiro, cuja análise será objeto de trabalhos futuros. O texto está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 discute o caso norte-americano, a Seção 3 apresenta o caso da União Européia e, por fim, a Seção 4 traz as considerações finais.

2. O Caso dos Estado Unidos

As reformas do setor elétrico norte-americano são caracterizadas por três aspectos básicos, a saber: pioneirismo, gradualismo e pragmatismo.

O *pioneirismo* ocorre em razão de ter sido o primeiro país a implementar políticas regulatórias de estímulo à competição na geração e à substituição de insumos fósseis por fontes energéticas renováveis.

O *gradualismo* é verificado pelo lento e progressivo ritmo de introdução das reformas, a partir de dois marcos regulatórios: o Public Utilities Regulatory Policy Act (Purpa Act), de 1978, e o Energy Policy Act, de 1992. Cada uma dessas políticas foi complementada posteriormente por um conjunto de diretrizes regulatórias e medidas legislativas que conseguiram resultados muito diferenciados entre os estados da federação. Em especial, o Energy Policy Act representa um marco impulsionador da competição na geração e do desenvolvimento de um mercado atacadista de energia em várias regiões desse país.

O *pragmatismo* é decorrente da diversidade de interesses envolvidos e da grande autonomia regional, ocasionando soluções de compromisso entre o governo central e os estados, com resultados bastante heterogêneos para o setor elétrico. Em linhas gerais, a tensão política que marcou toda a evolução do setor elétrico norte-americano refletiu, por um lado, a necessidade de criação de normas regulatórias federais que permitissem o aproveitamento das oportunidades tecnológicas advindas da descoberta da corrente alternada e do desenvolvimento de turbinas com grande capacidade de geração² e, por outro lado, os interesses

2 O aproveitamento de economias de escala e de escopo na exploração econômica das atividades de geração e transmissão requer uma perspectiva multirregional.

regionais, buscando fortalecer os aparatos de controle sobre a atividade econômica de geração e distribuição de energia elétrica.

A diversidade geográfica e o desenvolvimento regional autônomo do setor elétrico dos Estados Unidos levaram à formação de sistemas elétricos regionais de características bastante distintas,³ deram origem a um grande número de empresas, embora com elevado grau de integração e concentração de mercado,⁴ e fizeram, por fim, com que surgissem redes de transmissão independentes, com diferentes graus de coordenação e cooperação.⁵

Como será visto mais adiante, existe uma tendência em prol da consolidação de mercados inter-regionais de energia elétrica, o que implica, necessariamente, a vitória dos reformistas federais sobre as particularizadas políticas promovidas no âmbito regional, principalmente a partir dos anos 90.

2.1. Estrutura Regulatória

Historicamente, o setor de energia elétrica é regulado por um modelo tripartite, a partir da atuação de órgãos reguladores em nível federal – Federal Energy Regulatory Commission (Ferc)⁶ – e estadual – Public Utilities Commission (PUCs)⁷ – e da ação complementar de instituições antitruste, como o Department of Justice (DOJ) e a Attorney General (AG), respectivamente, nos níveis federal e estadual. Adicionalmente, é relevante a participa-

-
- 3 Existe grande diversidade de recursos naturais utilizados na geração elétrica entre as diversas regiões do país. Do total da energia gerada, 10% são de origem hidráulica, 56% a carvão, 19% nuclear, 9% com base no gás natural, 2% a óleo e 4% com base em outras fontes (geotérmica, biomassa, solar, eólica etc.), sendo que a maior parte da geração hidráulica é de propriedade pública [EIA (1998)]. O comportamento das tarifas também é bastante diferenciado. Por exemplo, em 1997, a tarifa média de eletricidade dos Estados Unidos era de 7,28 ¢p/kWh, enquanto que no Estado de Idaho era de 3,8 ¢p/kWh e no Estado de New Hampshire era de 11,9 ¢p/kWh [EIA (1998)].
 - 4 Apesar de existirem 5.269 empresas no setor elétrico norte-americano – compostas de 3.195 concessionárias de geração e/ou distribuição e o restante de não concessionárias –, 76,10% da energia vendida para consumidores finais (demanda total de 3,1 TWh) são feitas por 243 concessionárias privadas – Investor Owned Utilities (IOUs) –, boa parte delas reunidas em *holdings* nacionais. O restante das vendas distribui-se por concessionárias públicas – federais (1,7%), estaduais (3,3%) e municipais (11,1%) – e cooperativas (7,8%) [EIA (1998)].
 - 5 O sistema de transmissão de eletricidade dos Estados Unidos é composto por três grandes grids de interconexão independentes, formados por concessionárias de geração e transmissão, a saber: Texas Interconnection, Eastern Interconnection e Western Interconnection. A diversidade tecnológica entre esses *grids* – corrente contínua e alternada – faz com que eles funcionem de forma separada. O primeiro tem interligação com o México, o segundo com o México e o Canadá (Quebec Interconnection) e o terceiro com o Canadá e o México. Essas interconexões ensejaram a constituição, em 1968, de um conselho operativo, denominado North American Electric Reliability Council (Nerc), organizado por meio de 10 conselhos regionais, com o objetivo de definir regras de passagem da energia que assegurem a operação eficiente e confiável desses sistemas interligados.
 - 6 A Ferc também exerce a regulação das atividades interestaduais de exploração e transporte do gás natural.
 - 7 O âmbito estadual de regulação das *utilities* foi uma evolução natural da que era inicialmente realizada pelos municípios. A crescente complexidade da fiscalização de empresas atuantes em áreas de atividade cada vez mais abrangentes levou à articulação entre diversas PUCs no início dos anos 30 e originou a National Association of Regulatory Commission Utility (Naruc). Em geral, as PUCs regulam, também, outros serviços públicos, tais como gás natural e telecomunicações.

ção dos grupos de interesse nas fases de consulta e audiência públicas das decisões regulatórias.

O processo de tomada de decisões regulatórias é baseado na filosofia de *checks and balances* – princípio presente na tradição jurídica norte-americana que procura maximizar a área de consenso na tomada de decisões – e está sujeito a pressões de *lobbies* dos diferentes grupos de interesse envolvidos. O processo regulatório contém uma fase de consulta pública, quando todos os participantes manifestam explicitamente seus pontos de vista, para que seus objetivos possam ser balanceados, evitando-se, assim, o abuso de algum grupo de interesse específico em detrimento de outras partes.

Especificamente em relação aos consumidores, há o reconhecimento institucional de organismos de representação dos usuários (associação de consumidores, agências e advogados independentes) para a participação em debates públicos em seções das PUCs e das AGs. Podem ocorrer, ainda, *lobbies* implícitos sobre o Legislativo e órgãos reguladores por parte dos diversos grupos de interesse envolvidos.

As decisões regulatórias são influenciadas por relações implícitas e explícitas com o poder político. A razão disso é que as diretorias da Ferc e das PUCs são nomeadas, respectivamente, pelo presidente e governadores, e seus orçamentos anuais são determinados pelo Congresso, cujos representantes são frequentemente apoiados, nas campanhas eleitorais, por empresas sujeitas à regulação das próprias Ferc e PUCs.

Durante mais de 40 anos, o modelo regulatório norte-americano apresentou a característica de uma clara predominância hierárquica do poder estadual em relação ao papel desempenhado pela Ferc. Essa hierarquia refletiu a orientação legislativa, predominante nos anos 30, de enfraquecimento e controle dos conglomerados privados que atuavam no setor e de imposição de critérios rigorosos para a proteção dos consumidores.⁸

As empresas passaram a ter o *status* legal de concessionárias, no qual os reguladores impõem a obrigação de servir a todos os consumidores existentes e de realizar investimentos em antecipação à demanda. Em contrapartida, o regime regulatório – de acordo com a tradição de *checks and balances* entre direitos e obrigações – lhes garantia o monopólio legal em suas áreas de

8 Essa orientação e hierarquização de papéis foi definida pelo primeiro marco regulatório significativo do setor elétrico norte-americano, o Public Utility Holding Company Act (Puhca), de 1935. Anteriormente, as áreas de atuação das unidades empresariais envolviam uma ou mais regiões, sem que houvesse qualquer impedimento legal para isso. A ação conjunta das PUCs e da Security Exchange Commission (SEC) – segmento da Ferc que regula os intercâmbios de energia – limitou a atuação de cada empresa à sua área de concessão regional, o que não impediu, no entanto, a constituição de holdings, que estão sujeitas, na prática, a distintos regimes regulatórios estaduais [Boutes e Trochet (1995)].

concessão, para viabilizar economias de escala e escopo, além de uma remuneração “justa” para o capital investido.

A missão regulatória das PUCs era bastante detalhada, complexa e custosa, sendo composta por processos “quase judiciais” para a definição tarifária, para os quais eram necessários prévios acompanhamentos da evolução do custo de serviço das concessionárias e da qualidade dos serviços. Através de longos processos de barganha envolvendo audiências com especialistas e representantes dos diversos setores envolvidos, eram definidas taxas “justas e razoáveis” de retorno, evidenciando-se uma atenção especial em relação às tarifas cobradas dos consumidores residenciais.⁹ Nesse contexto, cabia à Ferc o papel complementar de resolução de conflitos a respeito dos intercâmbios interestaduais e de aproveitamento hidrelétricos.

Deve ser frisado, no entanto, que, apesar de esse arcabouço institucional refletir, momentaneamente, a vitória de um enfoque regulatório mais fragmentado, com a conseqüente criação de impedimentos para movimentos de integração vertical e horizontal das empresas, na prática foi constituída uma série de arranjos para a apropriação de ganhos de eficiência deles decorrentes, fazendo com que a regulação federal surgisse como um complemento necessário à ação normalizadora das PUCs estaduais.¹⁰ As duas maiores evidências desses arranjos são a constituição de *holdings* verticalmente integradas de atuação multirregional e a criação de diversos tipos de arranjos horizontais entre os agentes (interconexões, conselhos operativos e *power pools*)¹¹ [Stalon (1993)].

2.2. Primeira Etapa das Reformas: O Purpa Act e seus Efeitos

Uma combinação de pressões advindas da crise energética na década de 70, elevação da inflação, pressões ambientais e inadequação do regime regulatório levaram o Congresso norte-americano a aprovar, em 1978, o Purpa Act, que, entre outras medidas, visava reduzir o excesso de capacidade instalada das

9 Essa orientação foi decisiva para que, na crise energética dos anos 70, os consumidores residenciais sofressem um impacto menor no nível das tarifas do que os consumidores industriais.

10 A Ferc, preocupada em acomodar as oportunidades tecnológicas de expansão do sistema elétrico e, ao mesmo tempo, evitar os riscos de falta de energia, principalmente após a expansão da demanda verificada no segundo pós-guerra, estimulava as empresas a se integrar horizontalmente e verticalmente, incentivando, ainda, a construção de usinas nucleares e outras plantas geradoras em larga escala [Stalon (1993)].

11 Além dos três *grids* de interconexão e do conselho operativo, discutidos anteriormente, os agentes elétricos dos Estados Unidos constituíram *power pools* para viabilizar a otimização de suas curvas de carga. Os Estados Unidos possuem 22 *pools* com características de despacho centralizado de energia e de forte coordenação operacional e de planejamento das atividades de geração e transmissão das empresas participantes, a saber: sete são compostos pelas grandes *holdings*, 10 por grandes concessionárias com mais de 10 GW de geração e cinco por outras concessionárias menores. Além disso, existem dezenas de outros *pools* menos rígidos, envolvendo acordos eventuais entre empresas (intercâmbios, administração de margens de reserva etc.) [Centolella (1996)].

empresas elétricas, reduzir as tarifas de eletricidade, encorajar a conservação de energia e estimular a entrada de produtores independentes de eletricidade com base em fontes energéticas renováveis.

A regulação tarifária pelo critério do custo de serviço, além de incentivar o sobreinvestimento, era incapaz de estimular as concessionárias a buscar alternativas de menor custo de geração. Por essa razão, elas não se adaptaram às restrições advindas da crise do petróleo, da taxa de juros e de regras mais rígidas de proteção ambiental e de segurança para a construção de usinas nucleares,¹² o que fez com que fossem repassados para as tarifas de eletricidade os respectivos aumentos nos preços dos insumos, do custo de capital e dos prazos e custos de construção das usinas.

Os reguladores norte-americanos pretendiam reverter essa tendência com o Purpa Act, visto que seu princípio básico é o do *custo evitado*, ou seja, os órgãos reguladores somente autorizariam a construção de usinas geradoras se o custo do empreendimento fosse inferior ao de aquisição de energia de plantas independentes de novos agentes setoriais, denominados *qualifying facilities* (QFs).¹³ O custo marginal do sistema era definido em processos licitatórios, realizados pelas concessionárias, nos quais as QFs ofertavam seus blocos de energia e tinham a garantia de que toda a energia gerada seria adquirida pelo custo evitado das concessionárias.¹⁴

O aspecto positivo do Purpa Act foi a alteração do padrão dos investimentos em geração, viabilizando o surgimento de um novo mercado de suprimento, tradicionalmente cativo das concessionárias de geração, com a entrada de um número expressivo de plantas de geração com menor custo ambiental.¹⁵

12 Esses investimentos em plantas nucleares de larga escala foram realizados com base em expectativas de forte crescimento tanto da demanda de energia elétrica como do preço do petróleo, colocando a opção nuclear como a de menor custo. A crise econômica e a política de conservação de energia impediram a materialização do crescimento da demanda, fazendo com que várias concessionárias apresentassem excesso de capacidade.

13 As QFs eram definidas por critérios de tecnologia e de tamanho e deveriam obedecer a limites de capacidade instalada. Não havia qualquer impedimento para que as concessionárias constituíssem QFs. No entanto, os efeitos da ausência de estímulos para a redução de custos proveniente do regime tarifário a que as concessionárias eram submetidas fizeram com que, basicamente, as QFs fossem pertencentes a empresas com uma única unidade de geração e que não tinham qualquer ativo de transmissão ou de distribuição, a saber: produtores independentes, autoprodutores, co-geradores e pequenos geradores com base em energia renovável. Esses agentes puderam se apropriar de rendas econômicas nesse período, já que, muitas vezes, seus custos eram inferiores aos custos evitados [Klimanm (1995)].

14 Por meio de ofertas-padrão, as concessionárias anunciavam o preço que estavam dispostas a pagar, de acordo com um conjunto especificado de condições (tempo de entrega, características físicas etc.). Outro mecanismo também utilizado no período imediatamente após a implantação do Purpa Act, mas em menor escala do que as licitações, eram os contratos bilaterais de longo prazo entre concessionárias e proprietários das QFs.

15 O número de instalações existentes duplicou entre 1979 e 1983 (576 para 1.200). No mesmo período, a capacidade instalada em QFs passou de 27.429 MW para 47.774 MW [Klimanm (1995)].

O aspecto negativo foi o reforço à manutenção do paradoxal fenômeno de sobrecapacidade combinada com o aumento das tarifas, o que está relacionado a três fatores: em primeiro lugar, à forma como muitos estados da federação aplicaram o conceito de custo evitado, o que incentivou a entrada não-econômica de várias plantas;¹⁶ em segundo, ao fato de o Purpa Act ter mantido inalterado o regime tarifário com base no custo do serviço, pelo qual a receita requerida para as concessionárias era obtida pela aplicação de taxa de retorno sobre todos os custos incorridos na prestação dos serviços;¹⁷ em terceiro, à ausência de condições para o funcionamento de um amplo mercado competitivo de energia, em especial a inexistência de garantia de acesso de terceiros às redes de transmissão – Thirdy Part Access (TPA) –, fazendo com que as concessionárias pudessem negar ou estabelecer condições discriminatórias de acesso e inviabilizando, dessa forma, contratos de venda de energia de um produtor independente com grandes consumidores ou outras concessionárias.¹⁸

As pressões dos consumidores, em especial de maior porte, pleiteando o direito de escolher seus próprios fornecedores, não só começaram a abalar os critérios pouco rigorosos, sob o ponto de vista econômico, de incentivo à construção de novas usinas – que, entre outros problemas, geravam excesso de capacidade –, como também levaram os órgãos reguladores a cancelar alguns dos custos que compunham a base de remuneração das empresas.¹⁹ Esses cancelamentos (*write-offs*) provocaram uma diminuição na rentabilidade dos investidores, desencorajando investimentos em grande escala.

2.3. Segunda Etapa das Reformas: O Energy Policy Act

O Energy Policy Act, de 1992, estabeleceu dois princípios regulatórios para superar os aspectos que contribuíram para o

16 Objetivando encorajar a produção independente, diversos estados criaram leis obrigando as concessionárias a celebrar contratos de longo prazo com preços subsidiados. Um exemplo significativo foi a lei estadual de Nova York que requeria que as concessionárias pagassem um mínimo de 6 ¢p/kWh para a energia fornecida por produtores independentes. Quando a lei foi abolida, em 1992, o preço de mercado da energia gerada era de 2 ¢p/kWh [Smith (1996)]. Em termos gerais, a justificativa da Ferc era de que, embora a sociedade não fosse sentir efeitos de curto prazo (redução de tarifas), estariam sendo construídas as condições de longo prazo para um vigoroso segmento competitivo de geração.

17 Ressalvando a grande diversidade de preços praticados pelas concessionárias estaduais, as tarifas para consumidores residenciais triplicaram, em termos nominais, entre 1970 e 1985, representando um aumento real de 25%, no mesmo período. Para os consumidores industriais, a tarifa em 1985 era o quádruplo do valor de 1970, representando um aumento real, no período, de 86% [Michaels (1996)].

18 Um dos argumentos levantados pelo Congresso norte-americano para a justificativa de a legislação ter sido omissa em relação à definição do TPA durante os anos 80 era o de que não existia conhecimento técnico suficiente para definir questões complexas como aquelas referentes a tarifas de serviços de transporte [Boutes e Trochet (1995)].

19 Entre 1974 e 1981, a indústria cancelou planos de construção de novas usinas com capacidade de 108 MW (equivalente a três vezes o valor da carga da Califórnia), sendo que, desse total, 75% equivaliam a plantas nucleares [Michaels (1996)].

insucesso do Purpa Act: a garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão; e a constituição de *amplos* mercados atacadistas,²⁰ nos quais ocorreriam transações de compra e venda de serviços de transmissão de eletricidade entre produtores (concessionárias de geração, geradoras não-concessionárias e produtores independentes) e consumidores livres (concessionárias de distribuição, comercializadores²¹ e grandes consumidores).

Dois aspectos foram muito importantes para a implementação dessas novas políticas regulatórias, a saber: a pressão dos consumidores industriais sobre as agências reguladoras estaduais em prol do livre acesso à rede de transmissão para poderem negociar livremente suas necessidades de suprimento;²² e o apoio das concessionárias públicas municipais ao princípio do TPA, estimuladas pela perspectiva de obterem, no mercado atacadista, contratos de suprimento mais vantajosos. O inesperado apoio dessas concessionárias, tradicionais aliadas de um enfoque regulatório mais conservador, serviu para fortalecer as reformas preconizadas pela Ferc.

As principais diretrizes do Energy Policy Act são as seguintes:

- criação de uma nova classe de geradores, denominada Exempt Wholesale Generators (EWGs), cujas características básicas são as seguintes: possuem apenas ativos de geração; não têm as obrigações de investimentos nem as limitações geográficas de atuação impostas às concessionárias; só podem transacionar no mercado de atacado; e, por fim, não têm qualquer garantia de venda de sua energia produzida;
- estabelecimento de autoridade legal da Ferc para as seguintes ações: garantia de acesso aos sistemas de transmissão em condições não discriminatórias; concessão do *status* de EWG; e prescrição de regras estaduais que, eventualmente, sejam inconsistentes com os princípios do Energy Policy Act;
- incentivo a programas de conservação de energia e de gerenciamento de demanda;
- estímulo à adoção de novo regime tarifário que promova a redução de custos das distribuidoras e permita que melhorias de *performance* sejam compartilhadas pelos consumidores cativos; e

20 Anteriormente, as transações contratuais no mercado atacadista se limitavam àquelas envolvendo concessionárias ou então entre estas e produtores independentes, exclusivamente em âmbito inter-regional.

21 Os comercializadores de energia têm o status de concessionária e atuam exclusivamente na compra e revenda de energia, sem possuírem qualquer ativo de geração, transmissão ou distribuição. Enquanto em 1990 a Ferc havia concedido apenas três autorizações para comercialização de energia, em 1996 já existiam 80 agentes nesse segmento e cerca de 200 solicitações.

22 Conforme destacado anteriormente, os consumidores industriais foram o segmento mais prejudicado com a alta das tarifas de energia após os anos 70.

-
- definição de critérios de transição para incorporação dos *stranded costs*, que podem ser definidos como oriundos daquelas obrigações financeiras históricas assumidas pelas concessionárias para atendimento do mercado em regime de monopólio natural e que se tornam irre recuperáveis em um mercado competitivo.²³

Como resposta a esses estímulos regulatórios, verificou-se um acréscimo expressivo de capacidade instalada por parte de EWGs nos anos 90, os quais buscaram auferir ganhos com a livre comercialização de energia, aproveitando-se das vantagens de custos proporcionadas pelas novas tecnologias de geração de ciclo combinado alimentadas com gás natural (CGCC) em relação às tecnologias tradicionais de geração.²⁴ Adicionalmente, várias concessionárias – objetivando tirar proveito da maior flexibilidade propiciada pelo regime EWG – preferiram constituir empresas de geração desverticalizadas, ao invés de incluir as unidades de geração na composição de seus custos de serviço, conforme estabelecia o regime de concessão.

Na prática, no entanto, a garantia efetiva de livre acesso vinha dependendo do julgamento caso a caso por parte da Ferc, em processos muitas vezes demorados nos quais os entrantes reclamavam de discriminação por parte dos administradores dos *grids*, enquanto que, por sua vez, as incumbentes alegavam razões técnicas para eventuais negativas de acesso.

Para agilizar a competição, a Ferc definiu, por meio das Diretrizes 888/1996 e 889/1997, as seguintes medidas complementares para garantir o acesso não-discriminatório aos sistemas de transmissão e estimular as transações do mercado atacadista de energia:²⁵

- estímulo à constituição de operadores independentes do sistema, os Independent System Operators (ISOs), pessoa jurídica cuja função é gerenciar os ativos de transmissão dos proprietários que cedem seus ativos em troca de receitas obtidas pelo ISO;
- opcionalmente, foi sugerida a formação de Bolsas de Energia – Power Exchange (PX) –, mercado no qual se

23 Outras definições usualmente empregadas são custos de transição, custos que excedem os preços de mercado dos ativos e *sunk costs* não-econômicos. Alguns exemplos são os custos ambientais, os referentes ao gerenciamento de demanda e os direitos de propriedade não amortizados.

24 Segundo Bayles (1994), as inovações tecnológicas na geração alteraram o tamanho ótimo, o tempo e o custo de construção de usinas. Nas novas plantas a gás, esses itens apresentavam, respectivamente, as escalas de 50-150 MW, o prazo de um ano e o custo de US\$ 30-50/MW, enquanto que, nas tecnologias tradicionais, esses mesmos itens apresentam os respectivos valores de 500 MW, 10 anos e US\$ 40-70/MWh (carvão) e US\$ 90-150/MWh (nuclear).

25 Em particular, a *Order 888-A* introduziu algumas decisões complementares, tais como a obrigação de acesso recíproco para os sistemas de transmissão e mercados de atacado com países vizinhos que querem realizar negócios com os Estados Unidos.

realizariam transações de curto prazo de compra e venda de eletricidade entre geradores e consumidores livres;

- aplicação de regras tarifárias uniformes, públicas e não-discriminatórias para os serviços de acesso à rede;
- autorização para a cobertura dos *stranded costs* por meio de decisões administrativas das PUCs ou negociadas com as concessionárias; e
- estímulo à abertura dos mercados cativos de energia elétrica para a competição.

2.3.1. Operador Independente do Sistema

Os principais objetivos da criação do ISO são os seguintes:

- a) constituir-se em uma entidade independente para dirimir divergências e exercer arbitragem entre os usuários do sistema;
- b) estimular o desenvolvimento do mercado atacadista de energia, impedindo práticas discriminatórias, reduzindo o abuso de poder de mercado de empresas verticalizadas e coibindo ações restritivas por parte dos administradores de *pools* de transmissão; e
- c) manter o despacho centralizado e a coordenação do sistema, que são condições imprescindíveis para a manutenção da confiabilidade do sistema.

Apesar de todos esses fatores positivos, não foi criada qualquer legislação mandatória, e a adoção do ISO deve ser ato voluntário dos agentes, salvo se for estabelecida lei estadual para tal. Além disso, ainda persistem pontos de interrogação a respeito de como o ISO poderá ter incentivos para desempenhar a gestão eficiente da rede, em razão de seu caráter cooperativo e não-lucrativo, e de como poderá, na prática, garantir autoridade adequada para exercer arbitragem e dirimir disputas.

A constituição adequada do ISO deve ter as seguintes características para ser aprovada pela Ferc:

- estruturação transparente e não-discriminatória;
- a diretoria executiva não pode ter qualquer vínculo ou interesse com empresas participantes do mercado, objetivando uma gestão independente do sistema;
- a gestão deve ser colegiada, evitando-se o controle por um determinado grupo econômico;
- o órgão deve prover informações públicas sobre todos os serviços e aspectos técnicos e econômicos da rede;²⁶

26 Essas informações fazem parte do programa Open Access Same-Time Information System (Oasis), constituído pela Diretriz 889 da Ferc e concebido para ser um sistema de amplitude nacional, servindo a todos os consumidores do sistema de transmissão com procedimentos e protocolos padronizados.

-
- constituir alçadas para resolução de disputas em primeira instância; e
 - o órgão deve seguir os padrões de segurança estabelecidos pelos conselhos operativos dos sistemas interligados regionais (os Nercs),²⁷ que são responsáveis pela definição de políticas operacionais dos sistemas.

2.3.2. Bolsa de Energia (Mercado *Spot*)

O principal papel a ser desempenhado pelo mercado *spot* seria o de constituir preços de referência, contribuindo assim para a redução do poder de mercado das grandes concessionárias e dos preços dos contratos bilaterais.

Adicionalmente, a Bolsa de Energia tem a função de estimular a competição no mercado varejista, induzindo o surgimento de novos agentes comercializadores e corretores de eletricidade junto aos consumidores finais.

2.3.3. Tarifação de Acesso ao Sistema de Transmissão

O aspecto mais importante da regulação do acesso aos sistemas de transmissão é a definição de tarifas, que, de forma concomitante, emita sinais econômicos eficientes para orientar as decisões de investimento e uso do sistema, remunerar os proprietários das linhas de transmissão sem inviabilizar as transações econômicas e, por fim, possibilite o uso transparente e não-discriminatório da rede.

Para evitar o risco de *pancaking*,²⁸ a orientação da Ferc é pela adoção de tarifas uniformes, calculadas de acordo com os custos médios operacionais de cada ISO. O objetivo é priorizar a simplicidade e inibir práticas discriminatórias no uso da rede, em contraposição ao método tradicionalmente utilizado de “definição teórica de uma trajetória dos elétrons em contrato”,²⁹ usual no contexto de intercâmbios bilaterais de energia. Apesar disso, é possível verificar-se a adoção de três outros métodos alternativos

27 Entretanto, essas condições não são suficientes para a garantia da confiabilidade do sistema, tendo em vista o caráter não imperativo de adesão aos ISOs por parte dos proprietários dos sistemas de transmissão. Por essa razão, a área de abrangência de um ISO pode ser distinta daquela referente a um determinado Nerc, trazendo problemas de coordenação e custos de transação adicionais ao sistema.

28 Caso todos os custos incorridos na passagem física dos elétrons nas redes sejam repassados para as tarifas, gera-se o fenômeno conhecido como *pancaking*, isto é, situação na qual o preço final das “tarifas de pedágio” é maior que o valor da transação efetuada. Isso pode ocorrer porque a trajetória física dos elétrons não é idêntica ao fluxo econômico das transações dos agentes para evitar problemas de congestionamento e de segurança das redes. Para um aprofundamento mais detalhado, ver Pires (1999a).

29 Nesse método, os agentes definem previamente a trajetória do fluxo de energia, sobre a qual calculam os custos incorridos na transação, gerando custos de arbitragem.

por alguns ISOs: pelo custo marginal (da última carga), por zona e por distância percorrida.³⁰ A evidência empírica não permite, ainda, identificar um modelo mais adequado, embora se espere que o efeito da aplicação de tarifas uniformes seja um impulso na competição no mercado atacadista de energia elétrica ao dificultar práticas discriminatórias de preços.

2.3.4. *Stranded Costs*

A arbitragem dos *stranded costs* nos Estados Unidos – cuja avaliação pode chegar a US\$ 203,8 bilhões [EIA (1998, p. 34)] – passa a ser uma questão crucial à viabilização da transição para um regime competitivo, tendo em vista a necessidade de conciliação dos objetivos de preservação da situação econômico-financeira das concessionárias e de introduzir eficiência econômica.

O aparecimento dos *stranded costs* está relacionado ao perfil orientado para a expansão da oferta do modelo regulatório tradicional, visto que as concessionárias eram estimuladas a antecipar investimentos para atendimento das cláusulas dos contratos de concessão referentes à obrigação de servir. Porém, parte desses custos foi gerada por erros de gerenciamento ou por comportamentos lenientes no controle de custos. Em especial, esses comportamentos ocorriam em razão dos incentivos tarifários perversos da fórmula tarifária com base nos custos de serviço, os quais chegaram a ser cancelados, em parte, pelos reguladores, no início dos anos 90.

Com vistas a resolver esse impasse, a Diretriz 888-A da Ferc autorizou a cobertura de todos os *stranded costs* “prudentes” e considerados “legítimos” pelos reguladores estaduais, a quem cabe a autoridade para estipular o montante dos custos que serão cobertos.

Embora haja autonomia estadual para o tratamento dessa questão, a Ferc autorizou a recuperação dos “custos prudentes”, numa solução de compromisso bastante complexa. As concessionárias poderão recuperar esses custos nas tarifas de transmissão, de forma especificada e transparente, durante um período de transição, cobradas no mercado atacadista, *com o compromisso posterior de abertura do mercado cativo*.

Essa solução pretendeu conciliar os diversos interessados envolvidos – consumidores industriais, residenciais, acionistas e contribuintes – e recaiu sobre os consumidores livres anteriormente vinculados às concessionárias. O princípio adotado é o da “receita

30 No que se refere especificamente aos métodos “por zona” e “por distância percorrida”, no primeiro, os agentes pagam uma tarifa de acordo com a zona onde a energia é retirada, independentemente do número de zonas em que a energia circula; no segundo, a tarifa é calculada de acordo com a distância percorrida pelo fluxo de energia que é identificada com base em sofisticado *software*. Para mais detalhes, ver Pires (1999a).

perdida”, ou seja, o consumidor paga uma tarifa de saída (*fee tax*) quando opta por realizar um contrato bilateral com um agente que não a sua concessionária tradicional.³¹ O argumento da Ferc é que, mesmo reduzindo o ritmo de desenvolvimento da competição no atacado, essa medida trará benefícios de longo prazo, oriundos de uma transição segura na qual estaria preservada a estabilidade financeira da indústria. Adicionalmente, essa solução estaria garantindo, de forma consensual, a abertura do mercado cativo.

Concomitantemente, embora tivesse autorizado a cobertura desses custos, a Ferc sugeriu que as concessionárias deveriam procurar formas de mitigar os impactos presentes dos *stranded costs*. A alternativa sugerida para isso é a venda de ativos de geração – o que resultaria, automaticamente, em uma redução dos custos de serviço – e a securitização dos ativos,³² com as concessionárias assumindo, ainda, o compromisso de redução tarifária mediante a gradual cobertura dos *stranded costs*.

2.3.5. Abertura do Mercado Cativo

Embora a abertura do mercado varejista para a competição seja um elemento-chave para o desdobramento da reestruturação do mercado de eletricidade dos Estados Unidos, não existe autoridade legal para a Ferc exercer uma ação imperativa na liberalização desse segmento. Esse papel está reservado institucionalmente para as PUCs estaduais. No entanto, conforme visto anteriormente, a Ferc, por meio das Diretrizes 888 e 889, vem estimulando a adoção de reformas liberalizantes nos estados. De fato, a orientação federal é de que as PUCs vinculem a recuperação dos *stranded costs* com o compromisso, por parte das concessionárias, de abertura gradual do mercado cativo.

2.4. Implementação das Diretrizes do Energy Act

Como visto, uma das medidas mais importantes das Diretrizes 888/1996 e 889/1997 refere-se à *constituição dos ISOs*, visando garantir o acesso não-discriminatório aos sistemas de transmissão. Em 1998, como resultado desses estímulos, existiam quatro ISOs em funcionamento e sete já aprovados pela Ferc.

31 A orientação da Ferc é por uma solução negociada caso a caso entre as partes, com o regulador exercendo a arbitragem de conflitos, com base na seguinte fórmula:

$$SCO = (RSE - CMVE) \times LO$$

sendo:

SCO = valor presente das obrigações de *stranded costs*;

RSE = receita anual média atribuída ao consumidor, obtida nos três anos anteriores à sua saída;

CMVE = custo médio incorrido para atendimento do consumidor (custo de serviço), em preços de mercado; e

LO = tempo de atendimento (prazo do contrato de concessão).

32 A securitização é um instrumento financeiro empregado para reduzir o custo do crédito. Seu lastro são recebíveis tarifários (tarifas de saída, por exemplo) exclusivamente utilizados para pagar o débito associado com o ativo securitizado.

A evidência empírica tem demonstrado a constituição de três modelos distintos de composição e estruturação da diretoria dos ISOs: colegiada, independente ou mista. Enquanto no modelo colegiado a diretoria é constituída pela representação de todos os agentes envolvidos, no modelo independente ela não mantém qualquer vínculo de interesse com os participantes. Por fim, no modelo misto, a diretoria é independente mas existe um conselho consultivo colegiado. O modelo de diretoria colegiada traz a vantagem de permitir maior envolvimento dos membros na gestão dos ativos, muito embora tenha a desvantagem de trazer morosidade decisória em situações de conflito de interesse e de dificuldade de consenso. Se essa situação não ocorre no modelo de diretoria independente, a falta de vínculo direto com os interesses envolvidos pode reduzir os incentivos à eficiência de gestão. O modelo misto parece ser mais adequado por conciliar as vantagens de cada um deles, minimizando as desvantagens.

No que se refere às diretrizes para constituição de *bolsas de energia*, apenas quatro já foram constituídas, envolvendo seis estados da federação: Califórnia, New England, New York e Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM).

O objetivo da criação das bolsas foi o de aumentar a credibilidade do novo sistema ao eliminar a percepção de eventual favorecimento de um fornecedor de energia sobre outro no despacho da geração e na programação da transmissão. Não existe uma definição clara a respeito da relação ideal entre o ISO e o PX, muito embora subsista um grande consenso sobre a necessidade de se manter uma forte coordenação entre ambos, sob o risco de perda de confiabilidade e eficiência do *grid* no caso de as transações *spot* não serem levadas em conta para a otimização dos sistemas elétricos como um todo.

Em relação à definição das *tarifas de acesso*, a aplicação mais usual empregada pelos ISOs tem sido a tarifação por zonas elétricas (Tabela 1), estando prevista a adoção de tarifas uniformes pelo ISO PJM em 2002.

Já em relação aos *stranded costs*, várias PUCs vêm negociando com as concessionárias o valor de cobertura dos custos nas tarifas de transmissão, para posterior securitização. Geralmente, dois pré-requisitos importantes são exigidos: o estabelecimento de um prazo para a abertura do mercado cativo – que pode ser ou não coincidente com o período de vigência da cobertura dos *stranded costs* – e a venda de ativos, que já atingiu cerca de 52 GW, ou 7% do total da capacidade instalada dos Estados Unidos [EIA (1998)].

Por fim, em relação à *abertura dos mercados cativos*, embora a grande maioria dos estados tenha introduzido legislações pró-competitivas no segmento varejista de energia, pode-se dizer que o ritmo e a abrangência da liberalização é função basi-

Tabela 1
Principais Características dos Operadores Independentes dos Sistemas de Transmissão

<i>ISO</i>	<i>Bolsa de Energia</i>	<i>Relação ISO/Bolsa</i>	<i>Modelo de Diretoria</i>	<i>Controle da Área</i>	<i>Tarifa de Transmissão</i>
Califórnia	Sim	Independente	Colegiado	Único	Por Zona
Ercot Texas	Não	-	Colegiado	Múltiplo	Não Definida
MidWest	Não	-	Independente	Múltiplo	Por Zona
New England	Sim	Independente	Independente	Único	Uniforme
New York	Sim	Independente	Independente	Único	Por Zona
PJM	Sim	Associada	Misto	Único	Por Zona (uniforme após julho de 2002)

Fonte: EIA (1998).

camente do nível das tarifas de eletricidade praticadas. Em estados como Califórnia, Massachusetts, Rhode Island e Pennsylvania, onde o nível das tarifas é bem mais alto do que a média nacional, não existem mais consumidores cativos desde março de 1998. A grande maioria dos estados estabeleceu cronogramas de abertura progressiva do mercado entre 1998 e 2001. Por outro lado, naqueles onde a média tarifária é menor, a tendência é a maior relutância na introdução de liberalização do mercado e na constituição de bolsas de energia para a livre comercialização de eletricidade.³³

Durante o período de transição para a vigência da competição no fornecimento ao pequeno consumidor, algumas medidas regulatórias importantes vêm sendo adotadas pelas PUCs: a primeira é a implementação de programas-piloto para testar a plausibilidade da competição no varejo;³⁴ a segunda é a substituição, pela grande maioria das PUCs, do regime tarifário com base no custo de serviço por *regulações de incentivo*, objetivando encorajar aumentos de eficiência das concessionárias, assim como reverter, para os consumidores cativos, parte dos ganhos de produtividade obtidos pelas empresas, conforme pode ser observado na Tabela 2.

Adicionalmente à aplicação de mecanismos tarifários de incentivo, as agências, além de atentarem para o *trade-off* entre o regime tarifário *price cap* e a melhoria na qualidade do serviço,³⁵

33 Alguns estados, no entanto, não estabeleceram qualquer previsão de alteração do *status quo*. Um exemplo é o de Washington, cuja tarifa média é uma das mais baixas do país [Hydro-Quebec (1997)].

34 Os programas-piloto consistem na adesão voluntária de consumidores cativos que, durante um período predeterminado, passam a ter a possibilidade de escolher o seu fornecedor e as técnicas de gerenciamento de demanda. Embora, na prática, a implementação desses programas venha apresentando problemas (pouca adesão de consumidores residenciais, problemas operacionais etc.), seu mérito principal é o de possibilitar um aprendizado importante para o regulador e para todos os agentes envolvidos.

35 O método tarifário *price cap*, ao induzir a redução de custos para que a firma se aproprie dos ganhos provenientes do aumento de produtividade que superem o fator estipulado pelo regulador, gera uma tendência para a firma atenuar os investimentos relacionados à melhoria da qualidade dos serviços. Para um aprofundamento sobre os mecanismos tarifários aplicados no setor elétrico, ver Pires e Piccinini (1998).

Tabela 2
Regulação Tarifária do Setor Elétrico nos Estados Unidos

<i>Planos Regulatórios</i>	<i>Estados Norte-Americanos</i>	<i>Principais Características</i>
Taxa Interna de Retorno	Arkansas, Arizona, Montana, New Hampshire, North Carolina, Oklahoma, South Carolina, Wyoming	Controle rigoroso do custo de serviço e determinação de taxa razoável de retorno.
“Bandas” de Taxa Interna de Retorno	Virginia	Introdução de bandas para a variação permitida da taxa de retorno sem haver necessidade de criação de processos revisionais.
“Moratória” na Regulação da Taxa Interna de Retorno	New England	Estabelecimento de intervalos regulatórios. Acordos para suspensão de investigações sobre os lucros das firmas durante período predeterminado.
Distribuição de Lucros Extras com os Consumidores	Alabama, Califórnia, Colorado, Flórida, Geórgia, Louisiana, Maryland, New York, Rhode Island, Tennessee, Texas	Reversão, para os consumidores, de parte dos lucros gerados por taxas de retorno acima do limite determinado pelo regulador. Planos podem incorporar patamares de qualidade de serviço e/ou de produtividade.
Distribuição de Receitas Extras com os Consumidores	Idaho, Oregon	Divisão com os consumidores de níveis de receita obtidos acima do limite determinado pelo regulador.
<i>Price Cap</i>	Delaware, Illinois, Indiana, Maine, Michigan, Dakota, Ohio, Pennsylvania, Virginia, Wisconsin, Califórnia, New Jersey, Rhode Island	Permite a apropriação, pelos consumidores, de ganhos de produtividade obtidos pela firma.

Fonte: *Sappington e Weisman (1996)*.

estão adotando padrões de qualidade, sob pena de aplicação de multas.³⁶ Um aspecto que contribuiu para a mudança de enfoque regulatório das PUCs foi o efeito demonstração do setor de telecomunicações, também sob sua responsabilidade, no qual primeiramente se manifestou a necessidade de implementação de políticas regulatórias mais dinâmicas.³⁷

2.5. Avaliação e Perspectivas

A tradição de reformas no setor elétrico dos Estados Unidos é de grande diversidade e gradualismo. Mesmo considerando que, a partir dos desdobramentos das diretrizes do Energy Policy Act, houve um aumento na abrangência e no ritmo das políticas re-

36 Para uma visão desses procedimentos regulatórios para cada estado da federação norte-americana, ver EIA (1998, Cap. 4).

37 Uma análise das políticas regulatórias do setor de telecomunicações pode ser encontrada em Pires (1999b).

gulatorias, essas características não deverão ser alteradas no longo prazo.

As reformas do setor elétrico dos Estados Unidos foram bem-sucedidas no que se refere à entrada de novos agentes na geração de energia elétrica e ao estímulo à utilização de plantas mais eficientes e ambientalmente aceitáveis, fruto de políticas regulatórias adotadas há mais de 20 anos. No entanto, apesar do grande número de novos atores, o segmento continua bastante concentrado, com as concessionárias integradas verticalmente detendo uma participação de 75% das vendas [EIA (1998)]. Outro aspecto indesejado é a existência de sobrecapacidade, em grande parte provocada pelo regime tarifário que garantia uma taxa de retorno para todo o investimento realizado pela concessionária.

Foi fundamental para a afirmação dos novos agentes de geração a constituição de mercados atacadistas de eletricidade, pois trouxeram efeitos benéficos para os grandes consumidores e para as concessionárias sem capacidade de geração significativa, que assim puderam negociar contratos mais favoráveis e reduzir seus custos de fornecimento de eletricidade.

De fato, os grandes consumidores industriais foram os que mais se beneficiaram da liberalização dos mercados, com seus preços declinando em todas as regiões do país, ao contrário do observado para as categorias residencial e comercial, conforme mostra a Tabela 3.³⁸

O grande desafio regulatório, no entanto, refere-se aos segmentos de transmissão e distribuição, visto que o desenvolvimento da competição nos mercados atacadista e varejista de energia depende tanto da regulação técnica quanto econômica do

Tabela 3
Evolução das Tarifas Médias e Receitas por Categoria de Consumidores - 1990/96
(Em %)

<i>Categoria</i>	<i>Vendas</i>	<i>Receitas</i>	<i>Preços</i>
Residencial	2,6	4,9	7,7
Comercial	3,5	3,2	4,1
Industrial	- 4,6	- 11,4	-2,1
Outras	8,0	3,9	7,8

Fonte: EIA (1998).

38 Esse comportamento dos preços reflete, também, um rebalanceamento tarifário efetuado pelas concessionárias, ocasionado pela redução de subsídios cruzados aos consumidores cativos e pela oferta de descontos aos grandes consumidores em razão do aumento da competição no mercado atacadista. Deve-se alertar, no entanto, para o fato de que o comportamento médio dos preços encobre importantes variações regionais. Como existe uma grande diversidade regulatória e mesmo física entre os sistemas elétricos regionais, é de se esperar que não só esse diferencial tarifário permaneça, como também que haja a coexistência de mercados *spot* e de contratos bilaterais paralelos.

acesso a essas redes, garantindo, respectivamente, a confiabilidade do sistema e a remuneração adequada e não-discriminatória aos proprietários da rede.

A regulação técnica é um aspecto muito importante, tendo em vista que o setor elétrico é particularmente sensível às suas peculiaridades técnicas. Isso gera a necessidade de que as transações econômicas sejam coordenadas para que não haja ameaça à estabilidade e à integridade dos sistemas. Os desafios estão colocados, em especial, pelo aumento da complexidade no mercado atacadista de energia elétrica provocado pela elevação do número de transações e de agentes participantes. Devem ser destacadas, ainda, as dificuldades adicionais provocadas pelo caráter voluntário de adesão aos ISOs e pela não coincidência entre a abrangência de sua área de atuação com as áreas dos conselhos operativos,³⁹ bem como o fato de a Ferc somente ter autoridade regulatória sobre os ISOs que envolvem linhas de transmissão interestaduais.⁴⁰

Essa preocupação levou a administração do presidente Clinton a propor, com ênfase na auto-regulação setorial, a constituição de uma entidade privada, de caráter colegiado, composta por todos os agentes dos sistemas de transmissão, com a missão de exercer o poder de *enforcement* na implementação de regras de confiabilidade e de segurança dos sistemas. Embora seja possível esperar ganhos de coordenação e de confiabilidade com a implementação dessas medidas, permanecem inconclusas algumas questões cruciais, como a decisão a respeito dos montantes e da alocação dos investimentos na construção de novas linhas de transmissão necessárias para garantir a segurança dos sistemas elétricos.

O aspecto da segurança dos sistemas de transmissão dos Estados Unidos torna-se ainda mais importante pelo fato de esses sistemas terem um caráter regionalizado. A própria implementação do programa Oasis envolve dificuldades operacionais no desenvolvimento de mecanismos de coordenação, em razão das diferentes e muitas vezes incompatíveis metodologias tarifárias aplicadas pelos ISOs regionais.

Com relação à regulação econômica do acesso, até o momento não existe uma definição adequada para a remuneração dos ativos de transmissão, tendo em vista que os problemas de alocação dos custos de transmissão são amplificados pelo caráter fragmentado de propriedade, muito embora a generalização dos

39 Dentre outras questões importantes que serão tratadas adiante, o Comprehensive Electricity Plan, de março de 1998, propõe uma emenda ao Energy Policy Act concedendo à Ferc a autoridade para requerer às concessionárias a transferência do controle operacional dos ativos de transmissão para o ISO.

40 Por exemplo, a Ferc não tem autoridade regulatória para legislar sobre o ISO do Texas pelo fato de ele somente gerenciar linhas de transmissão intra-estaduais.

ISOs venha a ser um instrumento importante para garantir um *grid* “neutro”.

Da mesma forma, um dos maiores problemas no setor elétrico norte-americano é a inadequação do aparato regulatório para tratar da defesa da concorrência, frente à nova realidade tecnológica e organizacional. Embora venha sendo constituída uma série de medidas de promoção de mercados atacadistas e varejistas de eletricidade, não existe *autoridade setorial* com competência exclusiva para prevenir ações abusivas ou que representem concentração de poder de mercado.⁴¹

Pode-se verificar, por exemplo, que não foi adotada qualquer exigência de obrigatoriedade de desintegração vertical ou horizontal no setor elétrico.⁴² Por um lado, a ausência de políticas de desintegração vertical foi atenuada tanto pelos efeitos práticos da exigência de venda de ativos de geração, por parte das concessionárias, para mitigar os *stranded costs*, quanto pelas políticas de incentivo à criação de ISOs, o que acaba neutralizando, em parte, práticas discriminatórias de empresas integradas verticalmente. Por outro lado, é bastante grave o fato de não haver qualquer política de acompanhamento dos efeitos dos movimentos horizontais dos agentes, tendo em vista, inclusive, o livre e crescente movimento de fusões e aquisições envolvendo companhias de gás e petróleo.⁴³ Esse fenômeno reflete uma tendência de convergência de atitudes entre empresas que atuam em vários segmentos de energia, na busca de sinergias na produção, diversificação geográfica e busca de fornecimento de serviços *one-stop shopping*.⁴⁴

Preocupado com essa questão, o governo federal encaminhou abrangente legislação ao Congresso – o já citado Comprehensive Electricity Plan, de março de 1998 –, que concede autorização legal para que a Ferc exerça a regulação da concorrência setorial, requerendo, quando necessário, que os ISOs monitorem o mercado atacadista para coibir manipulação ou abuso dos participantes (tanto no mercado *spot* quanto no bilateral), e, tão importante quanto isso, evite os efeitos de concentração no mercado, incluindo a fragmentação imperativa de ativos.

41 No próprio mercado de atacado podem existir diversas formas de ação que caracterizam abuso de poder de mercado, como a não-disponibilização de carga por parte de um gerador, para ocasionar elevação artificial de preços.

42 Uma das razões é a forte autonomia dos estados, cujos grupos de interesse opõem-se à delegação de poderes imperativos à Ferc em relação a transações efetuadas no âmbito regional.

43 Somente em 1996, ocorreram 12 megatransações no mercado de energia dos Estados Unidos, de empresas que geram, se somadas, cerca de US\$ 60 bilhões de receitas [Hydro-Quebec (1997)].

44 Recentemente, essas transações também têm incluído iniciativas de diversificação envolvendo o setor de telecomunicações e a provisão de serviços públicos integrados (energia, distribuição de gás natural, calefação, água etc.). É de se esperar um processo de concentração no mercado varejista de eletricidade, tal como ocorreu no segmento de distribuição de gás natural, atualmente dominado por 12 empresas.

O fortalecimento legal do papel da Ferc, embora de difícil aprovação, poderá tornar viável, no longo prazo, a ampliação da interconexão dos mercados. A criação de uma abordagem unificada para a liberalização do mercado cativo de eletricidade até 2003 e uma política mais agressiva em prol da unificação dos sistemas de transmissão potencializarão a constituição de uma ampla gama de contratos envolvendo diferentes tipos de energia (firme e temporária), prazos (curto e longo) e níveis de risco, que poderão contribuir para melhorar a eficiência do sistema elétrico como um todo.

3. O Caso da União Européia

3.1. O Quadro Geral da União Européia

A organização do setor elétrico nos países europeus apresenta uma tradição histórica de infra-estrutura pública, especialmente após a Segunda Guerra Mundial, quando o setor passou a ser identificado como um fator-chave para o processo de reconstrução dos espaços nacionais. Nesse contexto, as relações interpaíses limitavam-se a acordos bilaterais para conexão de redes e compra e venda de eletricidade. A regulação européia tinha um caráter implícito, estabelecendo objetivos múltiplos e muitas vezes incompatíveis para os setores de infra-estrutura, tais como obrigações de serviço público, metas macroeconômicas e ganhos de eficiência produtiva.

Apesar do generalizado entendimento da eletricidade como um serviço público, a grande diversidade de fatores entre os países da União Européia (UE) – dotação de recursos naturais, tradição política e cultural, tipo de propriedade, tamanho do mercado, estrutura da indústria etc. – faz com que existam diferentes percepções estratégicas nacionais a respeito do grau de benefício a ser auferido com o aprofundamento do nível de integração do mercado de eletricidade europeu e com a conseqüente adoção de políticas regulatórias comuns.

A análise da Tabela 4 permite identificar os seguintes fatores de diversidade entre os sistemas elétricos dos países da UE [EU (1998)]:

- *preços pagos pelo consumidor da classe industrial e residencial*: as tarifas industriais apresentam níveis baixos (Suécia, Grécia, França, Bélgica, Irlanda, Luxemburgo e Holanda), médios (Finlândia, Espanha, Alemanha, Áustria, Dinamarca e Reino Unido) e altos (Itália e Portugal); por sua vez, as tarifas residenciais podem ser classificadas em baixas (Grécia e Suécia), médias (Reino Unido, Finlândia, Portugal, Alemanha, Holanda, Luxem-

Tabela 4
Características dos Sistemas Elétricos dos Países da UE – 1996

País (Emissão de CO ₂) ^a	Insumos Usados na Geração (%)		Estrutura Produtiva	Geração em TWh/Crescimento do Mercado (1990/96)	Preço (ECU p/toe) ^b		Tipo de Propriedade
					Residencial	Industrial	
Reino Unido (9,4)	Renovável ^c	1	Desintegrada; Alguma integração na geração e comercialização; Consumidores livres > 100 kW	347,31 TWh (1,8%)	1.080,0	563,5	Privada
	Gás	33					
	Óleo	5					
	Nuclear	26					
	Carvão	35					
Suécia (6,6)	Renovável	62	Integradas na geração e transmissão; Distribuição fragmentada; Consumidores livres industriais	139,66 TWh (0,8%)	922,6	377,8	Pública nacional na geração e transmissão; Pública municipal na distribuição
	Gás	2					
	Óleo	6					
	Nuclear	30					
Finlândia (11,7)	Renovável	28	Integração na geração e transmissão e na geração e distribuição com a geração e distribuição independentes; Consumidores livres industriais	69,36 TWh (2,0%)	1.066,2	603,8	Mista pública e privada na geração e transmissão e na geração e distribuição; Pública municipal na geração e distribuição
	Gás	13					
	Óleo	3					
	Nuclear	15					
	Carvão	41					
Espanha (5,7)	Renovável	36	Empresas integradas na geração, transmissão e distribuição	173,73 TWh (2,7%)	1.635,4	674,2	Privada; Pública nacional
	Óleo	13					
	Nuclear	15					
	Carvão	36					
Portugal (4,6)	Renovável	40	Monopólio integrado vertical na geração, transmissão e distribuição	34,51 TWh (4,0%)	1.195,6	769,2	Pública nacional
	Óleo	13					
	Carvão	47					
Alemanha (10,9)	Renovável	10	Empresas integradas na geração, transmissão e distribuição; Presença de distribuição independente	555,24 TWh (0,1%)	1.296,9	619,1	Pública nacional na geração, transmissão e distribuição; Pública regional na distribuição independente
	Gás	6					
	Óleo	1					
	Nuclear	20					
	Carvão	64					
Áustria (7,3)	Renovável	67	Empresa integrada na geração, transmissão e distribuição; Presença de distribuição independente	54,83 TWh (1,8%)	1.383,7	579,5	Mista privada e pública na geração, transmissão e distribuição; Pública regional na distribuição independente
	Gás	20					
	Óleo	4					
	Carvão	9					
Dinamarca (14,0)	Renovável	2	Empresas integradas na geração, transmissão e distribuição e na geração e distribuição (dois grids de transmissão)	53,54 TWh (1,6%)	1.642,1	118,8	Privada sem fins lucrativos; Pública municipal nas integradas na geração e distribuição
	Gás	8					
	Óleo	10					
	Carvão	80					
Holanda (11,5)	Renovável	1	Empresas integradas na geração, transmissão e distribuição; Presença de distribuição independente	85,31 TWh (2,7%)	1.066,8	515,2	Pública nacional; Pública regional na distribuição independente
	Gás	58					
	Óleo	8					
	Carvão	33					
Itália (7,0)	Renovável	29	Monopólio integrado vertical na geração, transmissão e distribuição	244,38 TWh (1,9%)	1.577,9	900,6	Pública nacional
	Gás	22					
	Óleo	41					
	Carvão	8					
Luxemburgo (21,4)	Irrelevante		Duopólio integrado na transmissão e distribuição	1,31 TWh (3,0%)	1.036,2	535,1	Pública nacional; Privada
França (6,2)	Renovável	18	Monopólio integrado vertical na geração, transmissão e distribuição	512,30 TWh (2,8%)	1.238,8	428,1	Pública nacional
	Óleo	3					
	Nuclear	75					
	Carvão	4					
Bélgica (11,5)	Renovável	3	Dominante integrada na geração, transmissão e distribuição; Presença de distribuição independente	76,14 TWh (3,2%)	1.407,4	482,1	Privada; Pública regional na distribuição independente
	Gás	18					
	Nuclear	57					
	Carvão	22					
Irlanda (9,6)	Renovável	12	Geração fragmentada; Integração vertical na transmissão, distribuição e comercialização	19,18 TWh (4,9%)	1.084,4	538,0	Privada
	Gás	29					
	Óleo	10					
	Carvão	49					
Grécia (7,8)	Renovável	28	Integração vertical na geração, transmissão e distribuição (sistemas isolados nas penínsulas)	42,55 TWh (3,8%)	764,0	396,0	Pública nacional
	Gás	2					
	Óleo	14					
	Carvão	56					

Fonte: EU (1998).

^aEmissão de CO₂ – tonelada de CO₂ por habitante.

^bA média de preços da UE é de 537,5 ECU/toe (industrial) e de 1.140,0 ECU/toe (residencial).

^cRenovável – recursos hídricos, eólicos e biomassa; gás – gás natural e geotermia.

burgo, França e Irlanda) e altas (Espanha, Áustria, Dinamarca, Itália e Bélgica);

- *tamanho* dos mercados: grandes (Reino Unido, Alemanha, França, Suécia, Espanha e Itália), médios (Finlândia, Portugal, Áustria, Dinamarca, Holanda, Bélgica e Grécia) e pequenos (Luxemburgo e Irlanda);
- *taxa de crescimento* dos mercados, a saber: baixa (Irlanda, Portugal e Grécia), média (Bélgica, França, Holanda, Luxemburgo, Espanha, Finlândia, Itália, Reino Unido e Áustria) e alta (Alemanha, Suécia e Dinamarca);
- *insumos utilizados na geração*, o que vai se refletir, dentre outras coisas, em *diferentes níveis de emissão de CO₂/per capita*, a saber: baixa (Portugal, Espanha, França, Suécia, Itália e Áustria), média (Grécia, Irlanda e Reino Unido) e alta (Alemanha, Holanda, Bélgica, Finlândia, Dinamarca e Luxemburgo); e
- *estrutura produtiva*, que apresenta três modelos básicos: integralmente verticalizado (Portugal, França, Itália, Irlanda, Grécia e Espanha),⁴⁵ desintegrado (Reino Unido) e integrado na geração e transmissão, com a distribuição apresentando estrutura descentralizada ou algum nível de integração com a geração (os demais países).

Esses fatores de diversidade explicam os diferentes comportamentos dos agentes do mercado elétrico da UE: a) grandes consumidores dos países cujos preços relativos da eletricidade são elevados pressionam pela liberdade de escolha do fornecimento; b) empresas sediadas nos países com baixas taxas de crescimento buscam oportunidades de novos negócios nos países com maior perspectiva de expansão da demanda; c) consumidores residenciais dos países cujas tarifas são relativamente baixas tendem a pressionar seus governos contra a abertura do mercado, receosos de eventuais rebalanceamentos tarifários por conta da maior competição a que estarão impostas as empresas de seus países; e d) ambientalistas atuam no sentido de estimular políticas de entrada de tecnologias limpas em substituição a tecnologias poluidoras e de alto risco; etc.

Existem, ainda, dois fatores adicionais importantes, comuns à quase totalidade dos estados membros, referentes, em especial, aos segmentos de geração e transmissão. Trata-se da forte presença pública na propriedade desses ativos e de um significativo grau de integração entre eles.

45 Historicamente, com exceção da Espanha e da Irlanda, onde existia a presença de mais de uma empresa verticalmente integrada, os países desse grupo apresentavam uma estrutura industrial composta por um monopólio verticalmente integrado.

Em razão do conjunto dos aspectos analisados anteriormente, podem ser identificados os seguintes vetores de oposição à implementação da liberalização dos mercados [Thomas (1997b)]: a) longa tradição de políticas e estratégias nacionais energéticas; b) dificuldades de quebra de fato dos monopólios naturais pelo caráter de propriedade pública do setor elétrico na maioria dos estados nacionais; c) inexistência de órgãos reguladores independentes para terem legitimidade na implementação de propostas que atinjam interesses já estabelecidos; e d) grande poder de mercado das empresas incumbentes verticalmente integradas.

Entretanto, o aprofundamento do processo de integração política e econômica e a necessidade de que haja uma redução do custo de energia para trazer impactos positivos na competitividade internacional das empresas européias vêm aumentando a adesão dos estados membros a um conjunto de propostas para uniformização e liberalização do mercado de energia elétrica, baseado na interconexão das redes de transmissão e na garantia de livre acesso.⁴⁶

Em 1990, a Comissão Européia (CE) adotou um enfoque gradualista para a implementação do mercado interno de energia,⁴⁷ com ênfase em soluções negociadas e baseadas no princípio da subsidiariedade, por meio do qual determinadas matérias que não estejam regulamentadas no âmbito nacional podem ser submetidas à lei geral (no caso, a da UE). Nessa ocasião, foram estabelecidas três fases para a liberalização do mercado de eletricidade e gás natural [Klom (1997a)]:

- primeira fase (1990/91) – adoção de diretrizes para disciplinar o trânsito de fluxos de eletricidade e gás na UE e garantir a transparência de preços cobrados dos consumidores industriais;⁴⁸
- segunda fase (1992/99)⁴⁹ – negociações entre os estados membros para o estabelecimento de regras comuns que viabilizassem a constituição de um mercado interno de energia na UE, em especial a introdução do direito de

46 A preocupação com a perda da competitividade internacional das empresas européias, frente a um contexto de competição cada vez mais globalizada, pode ser ilustrada pela seguinte citação, constante do quarto relatório do Grupo Consultivo sobre a Competitividade da Comunidade Européia (1996): in: EC (1999): “Em relação aos Estados Unidos, as indústrias européias pagam um preço mais elevado pela energia. No setor químico, por exemplo, calcula-se que as empresas européias pagam 45% a mais do que as suas concorrentes norte-americanas. Além das diferenças relacionadas com o tratamento fiscal, a inexistência de concorrência constitui um fator-chave que explica essas diferenças de custo.”

47 O conceito de mercado interno de energia, definido como uma área sem fronteiras internas em que são asseguradas transações livres envolvendo a eletricidade, foi estabelecido no Tratado da Comunidade Européia [Klom (1997b)].

48 Trata-se do Council Directive 90/547/EEC, de 29.10.90, e do Council Directive 90/377/EEC, de 29.06.90, que disciplinam, respectivamente, o trânsito de eletricidade através dos *grids* nacionais de transmissão e os procedimentos para estimular a transparência de preços da eletricidade e do gás natural para grandes consumidores industriais.

49 Deve-se frisar que a proposição inicial previa o fim da segunda fase para o ano de 1996, fato que se tornou inviável devido às divergências existentes entre os estados membros.

acesso de terceiros à rede, o Third Party Access (TPA); como visto no caso norte-americano, o princípio do TPA estabelece que os produtores de eletricidade podem vender energia diretamente a consumidores livres, e o operador de rede, nesse modelo, é responsável por garantir a segurança do sistema e pelo estabelecimento de obrigações de serviço público; e

- terceira fase (1999/...) – implementação das proposições discutidas ao longo da segunda fase, das quais se destaca a obrigatoriedade de liberalização de um patamar mínimo do mercado de eletricidade de cada estado membro para o livre mercado de compra e venda de energia.

3.1.1. Breve Histórico

Em 1992, a Comissão de Energia da UE elaborou as seguintes propostas iniciais para a constituição do mercado interno de eletricidade, tendo como princípio a abertura do mercado europeu à competição:⁵⁰ a) constituição de leis para inibir eventuais práticas protecionistas, por parte das empresas públicas, na compra de energia ou equipamentos de produtores nacionais; b) introdução de competição no segmento de geração e construção de um *grid* “neutro” de transmissão; c) introdução de competição no segmento de comercialização por meio do TPA imperativo a todos os consumidores com padrão de consumo superior a 100 GWh/ano; d) transparência de preços das empresas, com o estabelecimento de regras tarifárias não-discriminatórias de acesso às redes; e e) separação contábil obrigatória dos negócios de geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade.

Essas propostas deveriam ser incorporadas em leis nacionais até fevereiro de 1999, mas foram alvo de muitas polêmicas e reações contrárias dos estados membros. Em 1994, a França sugeriu a possibilidade de adoção da proposta do Modelo do Comprador Único de Energia, o Single Buyer Model (SBM), em contraposição ao TPA.

A diferença básica entre ambas as propostas é que, enquanto no TPA os agentes podem negociar livremente entre si, no SBM toda compra e venda de energia é feita por uma única entidade: o comprador único (operador da rede). No SBM, as negociações contratuais diretas poderiam ocorrer apenas para importações, mediante a intermediação do comprador único. Deve-se frisar que nos dois modelos o operador de rede é responsável por gerenciar a rede, determinar o planejamento e otimizar os investimentos, devendo ainda assegurar o interesse público.

50 Essas propostas fazem parte do COM(95) 682 final da CEE, que, por sua vez, é baseado no White Paper EC/1988. Como será discutido mais adiante, tais propostas sofreram diversas alterações até sua aprovação final.

O Conselho de Energia da CE concluiu que o SBM traz implicações negativas para o Mercado Único de Energia e fere o princípio de reciprocidade no qual se baseia o Tratado da Comunidade Européia.⁵¹ Para assegurar o máximo de reciprocidade e compatibilidade com o Tratado, o Conselho sugeriu as seguintes adaptações no SBM: a) liberdade de importação de energia pelos consumidores livres; b) isonomia de tratamento entre produtores nacionais e estrangeiros por parte do comprador único, que só poderia vetar a importação de eletricidade mediante restrições específicas (incapacidade de interconexão, razões de segurança pública etc.); c) estabelecimento de tarifas transparentes para o uso do sistema de transmissão; d) fragmentação estrutural das atividades de geração e comercialização de energia para separar o gerenciamento e o fluxo de informação entre essas atividades, evitando-se, assim, comprometer os princípios de objetividade, transparência e não-discriminação e facilitar o indesejado abuso de poder dominante; e) condução dos processos de licitação para construção de novas plantas por órgãos independentes; f) isenção de processo licitatório para produtores independentes,⁵² autoprodutores, co-geradores e geradores com base em recursos renováveis, que poderiam se beneficiar de autorizações paralelas; e g) possibilidade de os consumidores livres poderem usar e construir linhas diretas⁵³ para transação com importadores e produtores independentes.

3.1.2. Constituição do Mercado Interno de Energia

Incentivado pelos resultados dos processos de liberalização dos mercados britânico e norueguês⁵⁴ – embora este último não seja membro da UE –, o Parlamento Europeu adotou, em 19.11.96, após difíceis negociações,⁵⁵ uma solução negociada que respeitasse a soberania de cada estado membro e fosse baseada

51 Segundo o entendimento da Comissão, em um contexto de estrutura interna de monopólio, a ação do comprador único tem o efeito similar à prática restritiva de importações, vedada pelo artigo 30 do Tratado da Comissão Européia. Além disso, o SBM não poderia ser justificado, conforme argumentava a França, como a única forma de se preservar a segurança do fornecimento – prevista pelo artigo 36 do Tratado, que estabelece exceções à livre competição no caso de ameaça à segurança pública. Segundo a Comissão, o TPA também garante a compatibilização da segurança e das obrigações de serviço público com maior abertura do sistema para a competição [Klom (1997a)].

52 A Comissão de Energia requereu, também, que os países que optassem pelo SBM adotassem critérios transparentes para a definição do produtor independente, preferencialmente de acordo com o critério da capacidade instalada, para evitar riscos de discriminação.

53 Linhas diretas são aquelas complementares ao sistema interconectado principal.

54 Em termos gerais, a Noruega é um país onde a geração é eminentemente hídrica, estatal e fragmentada entre regiões e municípios. A grande peculiaridade das reformas introduzidas no país, a partir de 1991, foi a competição na geração e na comercialização de eletricidade sem que houvesse a privatização dos ativos. É possível identificar uma tendência ao aumento da competição na Noruega, principalmente após a extensão da livre opção aos pequenos consumidores, em 1995, e da constituição de um mercado regional de energia composto por todos os países escandinavos. Entretanto, a existência de propriedade pública, de contratos de longo prazo entre geradores e comercializadores e de contratos especiais com grandes consumidores industriais é um fator que atua para inibir um maior desenvolvimento do modelo. Para mais detalhes, ver Midttun (1999) e Rosa, Tolmasquim e Pires (1998).

55 Para um visão do processo de negociação sobre as diretrizes comuns para o mercado interno de energia, ver Klom (1997a)].

nos princípios da subsidiariedade e segurança de energia, além de assegurar os princípios de serviço público.⁵⁶

As diretrizes representam alterações significativas nos segmentos de geração, transmissão e comercialização de energia e introduzem um número significativo de regras para a regulação da concorrência no mercado de eletricidade. Os princípios gerais estabelecidos pela Diretiva da Comissão Européia (1996) são os seguintes: a) estados membros podem definir obrigações de serviços públicos para as empresas de eletricidade de acordo com o interesse econômico geral; b) adoção de requerimentos de desagregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; c) estabelecimento das funções e das regras de funcionamento do operador de rede, que deve ser independente dos demais agentes do segmento de transmissão (ISO); d) fixação de procedimento para a entrada no segmento de geração de energia (construção de novas plantas); e) constituição de autoridade regulatória nos estados membros com características de independência para prevenir abusos de posição dominante e concorrência desleal, arbitrar disputas e negociações contratuais e monitorar o livre acesso dos agentes ao *grid* de transmissão; e f) possibilidade de aplicação de regime de transição para determinados estados membros em razão do tamanho do sistema elétrico, do nível de interconexão e da estrutura da indústria.

As medidas adotadas para a promoção da entrada na geração, a regulação do acesso, a liberalização da comercialização de energia e, por fim, os critérios gerais para a definição das obrigações de serviço público são apresentadas resumidamente a seguir.

3.1.2.1. Promoção da Entrada na Geração

A versão final aprovada pelos estados membros criou duas opções para a promoção da entrada no segmento de geração: autorização por meio dos regimes de licença ou concessão. O licenciamento permite uma grande flexibilidade empresarial pelo fato de se constituir em uma simples permissão para que o entrante construa a planta onde e quando desejar. Já na concessão a liberdade é bem reduzida, visto que deve ser precedida de um processo licitatório que defina o local, o preço e as quantidades das plantas de acordo com um plano de expansão previamente-

56 Trata-se da Diretiva 96/92/EC do Parlamento Europeu. Basicamente, as alterações refletiram a oposição de uma série de estados membros refratários à abertura de seus mercados. Em relação ao relatório inicial, pode-se destacar a criação de opções para os estados membros no que se refere aos critérios de entrada (autorização ou concessão) e de acesso (TPA negociado, em contraposição ao TPA imperativo). Especificamente em relação ao TPA, em linhas gerais, na opção "negociada" os agentes devem negociar previamente, caso a caso, as tarifas de transporte e condições de fornecimento, enquanto que na opção "imperativa" as tarifas pelo uso do sistema são fixadas pelo regulador. Para mais detalhes, ver Pires (1999a). Adicionalmente, introduziram-se referências mais claras para as obrigações de serviço público e criou-se uma hierarquia, disposta a seguir em ordem crescente de importância, para os princípios de subsidiariedade, harmonização de políticas nacionais e promoção de competição.

te elaborado pela autoridade regulatória (ou governo). As diretrizes requerem que o processo de concessão seja implementado por uma autoridade regulatória independente dos agentes do mercado de forma a assegurar objetividade e decisões não-discriminatórias [EC (1999)].

3.1.2.2. Regulação do Acesso

Para os segmentos de transporte (transmissão e distribuição), a idéia básica da UE é viabilizar o funcionamento de um ambiente competitivo para estimular a redução dos custos de geração. Nesse sentido, estão sendo desenvolvidos dois tipos de esforços concomitantes, que visam criar, respectivamente, as condições econômicas e físicas para a constituição do mercado interno de eletricidade, a saber: definição de regras homogêneas de acesso e constituição de redes transeuropéias de eletricidade.

Em relação às *regras de acesso*, foram estabelecidas duas opções para os estados membros: o TPA negociado ou o SBM contendo as alterações discutidas anteriormente. No TPA negociado, o operador da rede precisa ser identificado, pode publicar preços indicativos e, no caso de atuar de forma integrada em outros segmentos da cadeia produtiva, deve efetuar a separação contábil. No SBM, deve ser permitida a realização de contratos bilaterais entre produtores independentes e consumidores, e o comprador único tem a função de estabelecer uma comparação entre as ofertas disponíveis de capacidade e adquirir a energia necessária para atender à demanda pelo critério do menor preço.

Em relação ao desenvolvimento de redes transeuropéias de eletricidade,⁵⁷ a interconexão dos mercados elétricos é uma das prioridades orçamentárias da UE para 1999. Nesse sentido, a constituição de uma coordenação única de operadores independentes dos sistemas de transmissão – ocorrida em 21.01.99, sob a denominação de European Independent Transmission System Operation Association (Etsoa) – representou um impulso importante em prol da definição de um sistema adequado de tarifação da conexão e do uso das redes de transporte de eletricidade, a fim de assegurar a otimização do emprego e da capacidade disponível dos sistemas elétricos em bases não-discriminatórias.

Até o momento, não existe uma estrutura tarifária para as transações de eletricidade entre os estados membros da UE. Cada transação precisa ser negociada caso a caso, com o pagamento de “pedágios” em cada país, definidos por metodologias diferenciadas. Dessa forma, em determinadas situações, o somatório das “tarifas de pedágio” a serem pagas numa transação que envolve

57 Trata-se das resoluções das Diretivas 96/39/CE, de 28.03.96, e 1.254/96/CE, de 05.06.96. Dentre os 28 projetos de interconexões de redes nacionais, pode-se destacar a construção de redes de interconexão de eletricidade da França com a Itália e a Espanha e de gás natural entre Grécia e Portugal [EC (1997a)].

a passagem por três ou quatro países torna o intercâmbio inviável.⁵⁸ A esse respeito, o grande desafio regulatório é, por um lado, criar um sistema tarifário que estimule os consumidores livres a extrair benefícios do mercado interno de eletricidade e, por outro, viabilizar um mecanismo de compensação que permita aos ISOs redistribuir as receitas tarifárias de acordo com os custos efetivamente incorridos nas transações físicas entre os sistemas⁵⁹ [EC (1999)].

A abordagem sugerida pela Comissão de Energia da União Européia é que seja adotada uma *tarifação nodal ex-ante* para permitir maior transparência, simplicidade e compatibilidade com o funcionamento de mercados *spots* de eletricidade⁶⁰ [EC (1999)]. Essa metodologia tarifária prevê, ainda, um mecanismo de ajuste *ex-post* dos custos totais incorridos por cada sistema de transmissão e que serviriam de base para a definição das tarifas futuras.

3.1.2.3. Liberalização da Comercialização de Energia

Para o segmento de comercialização, os estados membros são requeridos a promover a abertura dos seus mercados nacionais para a competição, permitindo o livre acesso a todos os consumidores com demanda anual maior que 40 GWh a partir de 19.02.99, o que representa 23% do mercado consumidor da UE, conforme mostra a Tabela 5 [Leslie, Kausman e Bard (1999)].⁶¹

Para se respeitar o princípio da proporcionalidade (*reciprocidade qualitativa*) – visto que os mercados nacionais têm magnitudes diferenciadas⁶² –, a diretiva da UE estabeleceu que cada estado deve definir sua própria parcela de mercado livre, de forma a obter um percentual equivalente à média européia.⁶³ No entanto, é compulsório o enquadramento na categoria de consumidores

58 Como visto anteriormente, esse fenômeno é conhecido como *pancaking*. Para evitar esse problema, a Comissão Européia sugeriu a seguinte formulação [EC (1999)]:

$$T = a_1 T_1 + a_2 T_2 + \dots + a_n T_n$$

sendo:

T = custo total da transação de transmissão;

T_1 a T_n = tarifa paga a cada ISO, representando o custo total de cada rede nacional de transmissão; e

a_1 a a_n = coeficientes de ajuste para impedir que $\sum a_n T_n > T$, isto é, o indesejado *pancaking*.

59 O princípio básico sugerido pela CE é que o custo incorrido numa transação de energia não pode ser medido de acordo com a distância percorrida pelo elétron entre os *grids* interconectados de eletricidade. A transação de energia equivaleria à imagem de um lago onde é irrelevante em termos de custo se a pessoa que retira água do lago (ou compra energia do *grid*) está situada perto de quem colocou água no lago (ou do gerador de energia) ou no outro lado do lago [EC (1999)].

60 De fato, é inviável, para um consumidor livre, comparar diferentes ofertas de eletricidade, em países diferentes, sem o conhecimento prévio das tarifas de pedágio em que irá incorrer caso efetue a transação escolhida.

61 A proposição inicial de 1992 estabelecia o limite mínimo de demanda anual de 100 GWh.

62 A reciprocidade qualitativa significa que cada estado membro deve liberalizar o percentual de seu mercado equivalente à média do mercado da UE. Caso contrário, a aplicação uniforme do limite de 40 GWh traria impactos muito diferenciados entre os estados membros. Por exemplo, esse limite representa 45% do mercado finlandês, 37% do belga, 28% do alemão, 27% do francês, 11% do irlandês e 9% do dinamarquês [Leslie, Kausman e Bard (1999)].

63 Objetivando acompanhar a evolução do mercado, os estados membros devem publicar, anualmente, os requisitos de demanda nos quais estão enquadrados os consumidores livres.

Tabela 5
Cronograma de Abertura Mínima do
Mercado Interno de Energia

<i>Data^a</i>	<i>Requisito de Consumo</i>	<i>% do Mercado da União Européia^b</i>
19.02.99	> 40 GWh/ano	23
19.02.02	> 20 GWh/ano	27
19.02.05	> 9 GWh/ano	33

Fonte: Leslie, Kausman e Bard (1999).

^aOs prazos das etapas para a abertura do mercado podem ser encurtados, a critério da Comissão de Energia da UE.

^bAs médias são calculadas de acordo com o mercado total da UE.

livres de todos aqueles que tenham um consumo anual de 100 GWh.

Em relação às empresas de distribuição, embora exista a orientação geral de que todos os países lhes concedam o *status* de “consumidor livre”, as pressões em contrário – especialmente da França – fizeram com que essa questão também fosse tratada de acordo com o princípio da subsidiariedade.⁶⁴

Adicionalmente, como é possível que um mesmo consumidor possa ser enquadrado, simultaneamente, como livre ou cativo – dependendo do país que estiver transacionando a compra de sua energia –, em razão dos distintos graus de abertura do mercado, a Diretiva estabelece que somente poderá haver a negativa de acesso, em nome do princípio de reciprocidade, por um estado membro que apresente um processo de liberalização superior ao mínimo estabelecido.⁶⁵

3.1.2.4. Obrigações de Serviço Público

Os agentes do mercado interno de eletricidade são sujeitos a obrigações de serviço público nos seus países de atuação, estabelecidas pelos respectivos estados membros.⁶⁶ Embora seja respeitada a autonomia de cada um deles, as obrigações devem ser claramente definidas, transparentes, não-discriminatórias, públicas e submetidas à apreciação da UE. As obrigações de serviço público somente serão aceitas se estiverem enquadradas em cinco categorias: segurança de fornecimento, regularidade, qualidade, preços módicos de fornecimento e proteção ambiental.

64 A orientação da Diretiva 96/92/EC é que cada estado membro deve permitir aos seus distribuidores negociar livremente suas necessidades de fornecimento de energia para atender a seus mercados consumidores, ao menos no percentual equivalente ao volume de consumidores livres presentes no mercado de cada distribuidora.

65 A introdução dessa cláusula de reciprocidade foi muito importante para não desestimular a liberalização nos países cuja reforma apresentava maior dinamismo, como o Reino Unido, a Suécia e a Finlândia.

66 São exemplos de obrigações de serviço público o fornecimento de eletricidade sem discriminação de preços e o estabelecimento de percentual obrigatório para compra de energia gerada com insumos renováveis.

Em especial, a preocupação ambiental é um elemento muito forte de todas as políticas energéticas implementadas nos estados membros, visto que a UE tem uma forte dependência externa de insumos energéticos (50% em 1997 e previsão de 70% em 2020) e a produção nuclear (cerca de 30% da geração de energia da UE) – que poderia ser uma alternativa para reduzir essa dependência – enfrenta forte oposição popular. Dessa forma, vêm sendo implementadas políticas de cooperação energética visando promover, concomitantemente, a diversificação da oferta de energia, a promoção de novas tecnologias e a redução da emissão de poluentes (combate ao efeito estufa).⁶⁷ A UE criou limitações para o subsídio das indústrias do carvão e nuclear e vem estimulando os estados membros a implementar políticas de incentivo à produção de energia com base em insumos renováveis, o que lhes permite, inclusive, priorizar a geração nacional em relação à energia importada, no caso de a produção nacional ser baseada em insumos sem impactos ambientais negativos.

A discussão sobre o futuro do programa nuclear e demais *stranded costs* é diferenciada por país, refletindo o maior ou menor grau de sucesso dos investimentos realizados pelas concessionárias. A Diretiva 96/92 da Comissão Europeia estabelece um período de transição não especificado cronologicamente, no qual será permitida a adoção de abordagens caso a caso. A única determinação explícita (artigo 24 da Diretiva) é de que os *stranded costs*, assim como os custos referentes às obrigações de serviço público, não podem ser transferidos para as tarifas de transmissão. A lógica é não distorcer as transações do mercado interno de energia com aspectos pertinentes a cada espaço nacional.⁶⁸

Finalmente, no que se refere à regulação das tarifas cobradas dos consumidores cativos, a tendência é pela adoção de mecanismos de incentivo (*price cap*) em detrimento do tradicional controle de custos e da taxa de retorno das empresas. Exemplos nesse sentido podem ser verificados na Bélgica, na Holanda, no Reino Unido, na Irlanda e na Grécia.

3.1.3. Perspectivas

A grande diversidade dos países da UE é determinante para a explicação do diferente ritmo de implementação das diretrizes em cada um deles. De fato, para países eminentemente exportadores de energia e com estrutura monopólica, como a França, a manutenção do *status quo* traz inúmeras vantagens, ao contrário de países como Luxemburgo, por exemplo, que não tem qualquer

67 Na Conferência de Kyoto, em 1997, foi estabelecido que a UE deveria reduzir em 15%, até 2010, o volume de emissão de CO₂ (um dos gases responsáveis pelo efeito estufa), o que acarretará, dentre outras coisas, o fechamento de plantas de geração termelétrica a carvão [EC (1997b)].

68 Na Espanha, por exemplo, foi permitido às empresas securitizar seus *stranded costs* por meio de um acréscimo de 4,5% nas tarifas, repassado às instituições financeiras para que estas façam a cobertura desses ativos [Leslie, Kausman e Bard (1999)].

capacidade de geração e que só poderia ter ganhos com a possibilidade de negociação ilimitada de provisões de energia.

A pragmática trajetória de liberalização dos mercados até o momento – legalmente, em 2005, somente 33% do mercado estarão liberalizados – reflete as dificuldades de superação dos grupos de interesse contrários à maior abertura dos mercados, incluindo a preocupação de preservação da segurança, da capacidade de planejamento do sistema e dos princípios de serviço público.⁶⁹

Por outro lado, existe um conjunto de forças que operam no sentido de acelerar o processo de liberalização do mercado:⁷⁰ a pressão de grandes consumidores industriais interessados em conseguir melhores condições de fornecimento de eletricidade, em razão do acirramento da competição em seus mercados, o aprofundamento do processo de integração política e econômica da UE, o efeito demonstração das políticas de constituição de um mercado único de telecomunicações na Europa e, por fim, a própria estratégia de expansão das empresas de eletricidade em mercados externos, o que traz a contrapartida de reciprocidade por parte dos países onde estão sediadas.⁷¹ Nesse aspecto, é digno de nota que a Alemanha tenha conceituado todo o seu mercado consumidor como livre, mesmo ainda não tendo estabelecido os pré-requisitos para o funcionamento de um mercado interno competitivo.⁷²

A Tabela 6 permite visualizar que o ritmo de reformas e de implementação das diretrizes é bem diferenciado entre os países da UE. Dos 15 estados membros, apenas o Reino Unido encontra-se em estágio avançado na sua implementação, enquanto Suécia, Finlândia e Dinamarca sofreram forte influência das reformas implementadas na Noruega e constituíram um mercado regional de energia. A Espanha, que durante muitos anos apresentou tímidas mudanças, prevê o estabelecimento da competição para todos os consumidores com mais de 1 GWh (50% do seu mercado) em outubro de 1999 – meta acima da estabelecida pela

69 Profundas divergências entre os estados membros impediram a inclusão da energia nas políticas comuns do Tratado de Maastrich. A política energética continuou a ser tratada de acordo com o princípio da subsidiariedade.

70 Em contrapartida à observação da nota de rodapé anterior, os artigos 129 (B e C) do Tratado de Maastrich prevêem uma jurisdição pan-europeia sobre rodovias, portos, estradas de ferro, redes de gás natural, de eletricidade e de telecomunicações, impondo uma coesão da infra-estrutura, com interconexão das redes nacionais [Tolmasquim e Pires (1996)].

71 Um exemplo nesse sentido é a Holanda, que vem procurando se ajustar às diretrizes da UE. Paradoxalmente, no entanto, verifica-se uma política de fusões no segmento de distribuição objetivando capacitar as empresas a competir no mercado europeu e diversificar suas atividades, tornando-se *multiutilities*. Segundo Künneke (1999), as *utilities* holandesas buscam superar diversas fragilidades para competir no mercado europeu, dentre as quais o fato de atuarem em mercados muito fragmentados, terem pouca capacitação de financiamento, estarem fortemente sujeitas a possíveis *take-overs* e, por fim, não estarem preparadas para ofertar pacotes de serviços, tendo em vista seus perfis de *holdings* de empresas oferecendo diversos produtos.

72 Trata-se de determinação da Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, de 29.04.98, que, com base na doutrina do serviço público essencial, enquadra como abuso de poder dominante a recusa de TPA por parte de empresa incumbente.

Tabela 6
Tipologia dos Instrumentos Regulatórios dos Países da União Européia

<i>País</i>	<i>Entrada na Geração</i>	<i>Acesso</i>	<i>Mercado Livre</i>	<i>Unbundling</i>	<i>Órgão Regulador</i>
Reino Unido	Autorização	TPA regulado ISO	100% mercado	Estrutural e contábil	Independente
Suécia	Concessão	TPA regulado ISO	100% mercado	Estrutural e contábil	Governo
Finlândia	Concessão	TPA regulado ISO	100% mercado	Estrutural e contábil	Governo
Espanha	Concessão	Sistema dual ISO TPA regulado	> 1 GWh (só em outubro de 1999)	Contábil	Independente
Portugal	Autorização	Sistema dual ISO TPA regulado	> 40 GWh	Estrutural e contábil	Governo
Alemanha	Não definido	TPA negociado e SBM	100% mercado	Contábil	Governo
Áustria	Não definido	TPA negociado	> 40 GWh (50% mercado)	Contábil	Governo
Dinamarca	Autorização	TPA negociado	> 100 GWh (90% mercado)	Contábil	Independente (em formação)
Holanda	Autorização	TPA regulado ISO	100% mercado	Estrutural e contábil	Independente
Itália	Não definido	SMB	> 100 GWh	Contábil	Governo
Luxemburgo	Não existente	TPA negociado	> 100 GWh	Contábil	Governo
França	Concessão	SBM	> 100 GWh (33% mercado)	Contábil	Governo
Bélgica	Autorização	TPA regulado	> 100 GWh (33% mercado)	Contábil	Independente
Irlanda	Autorização	SMB	> 100 GWh	Estrutural (na geração) e contábil	Independente
Grécia	Autorização	TPA negociado	> 100 GWh (só em 2001)	Contábil	Independente (em formação)

Fonte: *Elaboração própria, a partir de dados da European Commission.*

CE. A Grécia, a Irlanda e a Bélgica obtiveram permissão para adiar a implementação das diretrizes da CE, respectivamente, para dois, dois e um ano após 19.02.99.

Uma das maiores dificuldades para o aprofundamento das reformas da UE é a tradição de regulação implícita do setor elétrico, visto que, até o momento, menos da metade dos países da UE constituiu autoridades regulatórias setoriais independentes. É evidente que, embora necessária, a criação de regras comuns é insuficiente para viabilizar um mercado interno de eletricidade. Por um lado, somente a presença de autoridades nacionais regulatórias com independência e credibilidade para arbitrar conflitos, exercer a defesa da concorrência, realizar licitações (ou conceder autorizações) para a entrada na geração e implementar políticas que alteram o *status quo* poderá impulsionar a constituição de um novo modelo institucional. Por outro

lado, a constituição de ISOs – garantindo a independência dos fluxos de informação e de estratégia empresarial entre os diferentes segmentos da cadeia produtiva do setor elétrico – é crucial para o funcionamento do modelo de TPA e de livre acesso às redes de transmissão.

Ao mesmo tempo, torna-se necessária a articulação entre as agências nacionais e os organismos antitruste pan-europeus para harmonizar as políticas implementadas em cada estado membro. Já é possível verificar um papel crescente da autoridade pan-européia no sentido da aplicação de vetos a transações comerciais realizadas nos espaços nacionais – em nome da legislação antitruste, prevista no artigo 85 do Tratado de Roma –, reduzindo progressivamente a autonomia e a soberania de implementação de políticas por parte dos estados membros [Midttun (1997)].⁷³

A diversidade dos sistemas elétricos e das políticas implementadas pelos estados membros trazem grande complexidade regulatória, exigindo articulação e coordenação entre as autoridades nacionais não só em relação ao regime de acesso, mas também no que se refere às políticas ambientais e de taxaço de combustíveis fósseis, para evitar qualquer ruptura dos princípios do mercado interno de eletricidade.

Por exemplo, no que tange à regulação do acesso, se o comprador único estiver associado a uma empresa de geração com poder dominante que tenha excesso de capacidade, forma-se um cenário de fortes barreiras à entrada. Em outro extremo, se o comprador único for independente, o gerador dominante não tiver excesso de capacidade e a opção for pela concessão, isso pode permitir uma redução do poder de mercado da incumbente e ainda manter a capacidade de planejamento da expansão do sistema. Paradoxalmente, com o SBM existe maior potencial para a competição na geração, com a criação das salvaguardas necessárias, do que no modelo TPA negociado. Entretanto, os riscos de manipulação dos processos de licitação e os conflitos de interesse entre incumbentes e entrantes aumentam acentuadamente os custos regulatórios da opção SBM.

Por sua vez, o problema da tarifação de conexão entre os sistemas de transmissão permanece como um dos maiores obstáculos para viabilizar o mercado interno de eletricidade. As

73 A CE já acionou cerca de seis países por praticarem ações monopolistas de compra e venda de energia e, por conseguinte, infringirem as regras de competição estabelecidas nos artigos 85 e 86 do Tratado da UE, reforçando a concepção de que a eletricidade deve ser tratada como *commodity* e não como um “serviço”. Dois exemplos são significativos: a) a proibição do acordo entre a companhia responsável pela coordenação do *grid* de transmissão na Holanda (SEP) e as companhias de distribuição daquele país, que garantiam ao SEP o direito exclusivo de importação de eletricidade; e b) a intervenção na política protecionista da Alemanha diante do carvão nacional, em 1994, por contrariar não só a política européia de eliminação progressiva do subsídio ao carvão, como também as diretrizes do programa pan-europeu de eficiência energética que previa o fechamento das unidades produtivas ineficientes [Midttun (1997)].

reflexões sugerem que a *tarifação nodal*,⁷⁴ estabelecida independentemente das transações contratuais e, ao mesmo tempo, garantindo mútuas compensações entre os ISOs, traz as seguintes vantagens: considera as diferenças entre os fluxos contratuais e físicos; possibilita um sistema tarifário mais simples e transparente para os consumidores; e, por fim, permite que os ISOs estabeleçam tarifas futuras que remunerem os custos efetivamente incorridos no sistema elétrico.

3.2. O Caso do Reino Unido

3.2.1. Introdução

O processo de reestruturação do setor elétrico do Reino Unido justifica uma análise mais detalhada em razão do seu caráter de pioneirismo e radicalidade, representando, ainda, um paradigma para os demais países. Particularmente em relação à UE, o estágio de liberalização do setor britânico está bastante avançado, oferecendo vários ensinamentos sobre a experiência regulatória ao longo dos últimos 10 anos.⁷⁵

A reforma do setor elétrico britânico ocorreu por força do Electricity Act, de 1989, que se diferenciou do setor de telecomunicações e de outros setores de infra-estrutura do Reino Unido pelo fato de introduzir uma profunda reestruturação setorial, além da privatização e da montagem do aparato regulatório.

Em linhas gerais, a reforma do setor elétrico trouxe inovações regulatórias importantes, tais como a desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição, a criação da comercialização de energia, a criação de mecanismos que propiciassem o funcionamento competitivo dos segmentos de geração e comercialização e, ainda, a introdução de incentivos regulatórios nos segmentos de monopólio natural (transmissão e distribuição).

Apesar de o mercado britânico constituir-se atualmente como um dos mais liberalizados do mundo, pode-se verificar que, mesmo após passados 10 anos, permanecem dificuldades, seja

74 Esse aspecto tarifário realça a vantagem do modelo TPA regulado sobre as demais opções de regulação de acesso, visto que, nesse modelo, as tarifas já são conhecidas *ex-ante*, garantindo maior transparência e menor risco de discriminação.

75 O Reino Unido é composto por três sistemas elétricos distintos: a) o da Irlanda do Norte, que não tem interconexão física com o restante do Reino e, até ser privatizado em 1992, era operado por um monopólio estatal, ocasião em que o segmento de geração foi fragmentado em cinco empresas (nesse sistema, a energia produzida está lastreada em contratos de longo prazo e, até o momento, a competição praticamente inexistente); b) o da Escócia, composto por três empresas privadas verticalmente integradas e que desempenha importante intercâmbio de energia com a Inglaterra e o País de Gales, exportando cerca de 5% da energia consumida por esses países; e c) o da Inglaterra e do País de Gales, que representa cerca de 90% do total da demanda de energia do Reino Unido, é o mais liberalizado dos três e freqüentemente utilizado como base para reformas em outros países [Thomas (1997b)]. Por essas razões, a análise que se segue será focalizada neste último sistema.

para a promoção da concorrência nos segmentos potencialmente competitivos, seja para a extensão, aos pequenos consumidores, dos benefícios provenientes do aumento da eficiência produtiva setorial.

3.2.2. Breve Histórico e a Privatização

O modelo institucional do setor elétrico britânico manteve-se praticamente inalterado do pós-guerra até 1989, com a Central Electricity Generating Board (CEGB) sendo responsável pela geração e transmissão de cerca de 95% da energia comercializada no Reino Unido.⁷⁶

O governo britânico havia feito uma experiência de introdução de competição no segmento de geração de energia elétrica, o Energy Act, de 1983, baseado na experiência norte-americana do Purpa Act, com as distribuidoras regionais sendo obrigadas a comprar energia de produtores independentes com base no custo evitado. Essa política regulatória frustrou-se, basicamente, em função de a CEGB ter inviabilizado a entrada de concorrentes ao reduzir as tarifas de suprimento de energia cobradas das distribuidoras⁷⁷ [Newberry e Green (1996)].

As empresas estatais de energia elétrica, diferentemente do ocorrido no setor estatal de telecomunicações, não eram alvo de críticas dos consumidores quanto ao funcionamento operacional ou a problemas de oferta. Os interesses mais atingidos eram difusos, visto que os contribuintes pagavam a conta da utilização das empresas estatais para a consecução de objetivos macroeconômicos, dentre os quais se destacavam o controle inflacionário, o subsídio de grandes consumidores e a manutenção dos ineficientes Programa Nuclear e indústria de carvão [Thomas (1997a)].

O processo de privatização do setor elétrico foi o último do cronograma de transferência de ativos para o setor privado do Reino Unido, implementado pelo governo da primeira-ministra Margaret Thatcher. O dilema entre, por um lado, a exigência de se evitar a repetição de problemas ocorridos no funcionamento dos monopólios privados nos setores de água e de distribuição de gás natural e, por outro, a necessidade de que o processo de venda fosse concluído antes do término do mandato parlamentar de

76 A CEGB, criada em 1956, é originária da Central Electricity Authority (CEA), que durou apenas dois anos, surgiu após a constituição de uma empresa específica para atuação na Escócia e foi criada para substituir a British Electricity Authority (BEA) – que atuava em todo o Reino Unido desde a estatização do sistema, em 1947 – com a função de continuar exercendo a operação do *grid* nacional de transmissão (estatal desde 1926) e das plantas de geração da Inglaterra e do País de Gales. Nesses países, além da CEGB, existiam 12 empresas regionais de distribuição: Area Electricity Boards (AEBs). O processo de estatização, iniciado, na prática, com a criação da Central Electric Board, em 1926, para organizar o *grid* nacional de transmissão, representou a absorção de cerca de 180 empresas privadas existentes. Para mais detalhes desse processo histórico, ver Newberry e Green (1996) e Chesshire (1996).

77 No modelo estatal, a CEGB vendia energia para as distribuidoras regionais com base em uma tarifa única de suprimento nacional.

1990 fez com que o governo, além de manter as salvaguardas aplicadas naqueles setores – *golden shares* e montagem do aparato regulatório (agência independente, regime de preços etc.) –, adotasse uma prévia reestruturação da empresa estatal CEGB, conforme descrito adiante, que servisse para quebrar o monopólio da geração e transmissão, mas que não consumisse muito tempo na preparação do processo.

3.2.3. Estrutura Regulatória

Anteriormente à privatização, a regulação era feita, de forma implícita, pelo Department of Trade and Industry (DTI).⁷⁸ A estrutura regulatória só foi formalizada com o Electricity Act, de 1989, que criou a posição do diretor geral de energia elétrica – Director General of Electricity Supply (DGES) –, com a assistência técnica de profissionais especializados que compõem o Office of Electricity Regulation (Offer).

Embora sendo estruturalmente independente e nomeado pelo Parlamento, assim como ocorre com os conselheiros da Ferc nos Estados Unidos, deve ser frisado que o aparato regulatório do Reino Unido diferencia-se do norte-americano em dois aspectos básicos: o primeiro é que, enquanto nos Estados Unidos existe um colegiado que divide entre si diversas atribuições, o DGES britânico concentra para si toda a responsabilidade decisória, com o Offer dando-lhe, apenas, suporte técnico; o segundo é que não existem organismos regulatórios estaduais no Reino Unido, gerando maior agilidade, uniformidade e eficácia na implementação da missão regulatória definida pelo Executivo.

Em maio de 1999, iniciou-se um processo de fusão entre os órgãos reguladores dos setores de energia elétrica e distribuição de gás natural, constituindo-se o Director General of Electricity and Gas Supply (DGECS), que utiliza o suporte técnico do Offer e da Office of Gas Supply (Ofgas) para realizar sua missão regulatória, que tem como ênfase a regulação dos setores de monopólio natural (transmissão e distribuição de energia elétrica e gás natural) e a promoção da competição nos demais segmentos do setor de energia na Inglaterra, no País de Gales e na Escócia.⁷⁹

Outros agentes setoriais importantes são os seguintes: o Monopoly and Mergers Commission (MMC), que exerce um papel de árbitro dos conflitos entre as firmas e o DGECS no julgamento do interesse público envolvido e examina eventuais *take-overs* e fusões setoriais; o Office of Fair Trading (OFT), cuja atuação no setor visa assegurar, em articulação com o DGECS, a livre com-

78 O DTI é uma subdivisão da Secretary of State for Trade and Industry.

79 A regulação do setor de energia da Irlanda do Norte é feita por um organismo similar ao DGECS – o Director General of Electricity Supply and Director General of Gas for Northern Ireland, assistido pelo Office for the Regulation of Electricity and Gas for Northern Ireland (Ofreg).

petição; e, por fim, o Her Majesty's Inspectorate of Pollution (HMIP), responsável pela regulação ambiental.

3.2.4. Reestruturação Setorial e Novo Ambiente Institucional

A reestruturação do setor elétrico apresentou as seguintes características básicas:

- Fragmentação dos ativos de geração da CEGB em três empresas – National Power (NP), Power Gen (PG) e Nuclear Electric (NE) –, cujas participações na energia consumida no Reino Unido, em 1990, eram de, respectivamente, 48%, 30% e 15%⁸⁰ [Thomas (1999)]. As duas primeiras empresas foram imediatamente privatizadas e a NE permaneceu estatal até 1996, quando foi fundida com a Scottish Nuclear, dando origem a duas empresas: a British Energy, privatizada nesse mesmo ano, e a Magnox Electric, mantida estatal.
- Permissão para um certo grau de verticalização dos segmentos de geração e distribuição e entre geração e comercialização de energia, objetivando estimular a competição na geração. No primeiro caso, as distribuidoras poderiam adquirir ativos para gerar até 15% da energia necessária para atender a seus mercados.
- Separação vertical entre geração e transmissão, com a criação de uma empresa específica para a transmissão, a National Grid Company (NGC),⁸¹ que absorveu os ativos de alta-tensão da CEGB.
- Criação do segmento de comercialização da energia para o consumidor final. Houve a permissão para que as empresas de distribuição operassem nesse mercado mediante a separação contábil das atividades de distribuição e comercialização. Adicionalmente, foi estabelecido um cronograma de promoção da competição nesse segmento, de forma que, num horizonte de oito anos (em 1998), todas as distribuidoras seriam obrigadas a conceder direito de passagem para que os consumidores tivessem total liberdade para escolher o fornecedor de sua preferência.⁸²

80 Adicionalmente, 7% da energia eram importados da Escócia e da França. Na época da privatização, o carvão fornecido pela estatal British Coal representava cerca de 70% dos insumos utilizados para a geração de energia elétrica pelas NP e PG, e seu preço era 20% mais elevado que o de seus congêneres internacionais [Thomas (1999)].

81 Inicialmente, a NGC era de propriedade das empresas de distribuição, denominadas Regional Electricity Companies (RECs). A participação acionária de cada uma das RECs na NGC foi definida de acordo com a participação de cada uma delas no mercado. Em 1995, após determinação do regulador, foi consumada a venda da NGC na Bolsa de Valores para que o segmento de transmissão não sofresse interferência direta dos distribuidores e fosse “neutro”.

82 O cronograma estabelecia que todos os consumidores com demanda máxima acima de 1 MW já poderiam aderir ao mercado livre de energia em 1990 (30% do total). Em 1994, esse percentual subiria para 50%, com a adesão de consumidores com demanda máxima de 100 kW. Por fim, em abril de 1998, qualquer consumidor teria a possibilidade de escolha de seu fornecedor.

- Criação de um mercado atacadista de energia, *locus* da competição na geração.⁸³ A NGC é responsável pela organização do *pool*, definindo o preço *spot* a partir da projeção das curvas de oferta e demanda da energia para cada meia hora do dia seguinte. A curva de oferta é obtida pela licitação de acordo com o critério do menor preço das capacidades declaradas por todos os geradores com carga maior do que 10 MW, para cada meia hora do dia seguinte. A curva de demanda é formada segundo as informações existentes sobre o comportamento passado dos distribuidores, comercializadores e consumidores habilitados a participar do *pool*. A partir da análise do preço *spot*, esses consumidores definem sua demanda efetiva que, por sua vez, irá determinar a capacidade de geração necessária para atendê-la. O preço marginal do sistema – *system marginal price (SMP)*, estabelecido pelo preço solicitado pela última central licitada por ordem de mérito – remunera todas as centrais licitadas, independentemente do preço declarado inicialmente por seus operadores.⁸⁴
- Estabelecimento da possibilidade de realização de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre os agentes do setor, visando reduzir os riscos provocados pela flutuação dos preços do *pool*. Esses contratos, denominados Contracts for Differences (CfDs), contêm cláusulas de *hedge* lastreadas no preço do *pool*, o que permite que as partes sejam reembolsadas pelas eventuais diferenças entre os preços estabelecidos nos contratos e o observado no *pool*.⁸⁵
- Promoção de contratos iniciais, com o prazo de três anos, visando proteger as indústrias de carvão e nuclear, nos

83 Esses agentes formalizaram um acordo de mercado – Pooling and Settlement Agreement – que possuía 50 adesões em abril de 1995 (27 geradores e 23 comercializadores) [Parker (1996)].

84 Formalmente, o preço de compra da capacidade de geração – *pool purchasing price (PPP)* –, para cada meia hora do dia seguinte, é obtido pela seguinte formulação:

$$PPP = SMP \times (1 - LOLP) + VOLL \times LOLP$$

sendo:

SMP = *system marginal price*, que representa os custos marginais de operação da unidade adicional de geração;

LOLP = *loss of load probability*, que se refere a um pagamento, efetuado à geradora, pela capacidade de geração utilizada, composto pela probabilidade de desequilíbrio entre oferta e demanda; e

VOLL = *value of lost load*, que representa um valor estipulado pelo regulador, equivalente aos custos dos consumidores com a perda de energia.

Por sua vez, o preço de venda do *pool* – *pool selling price (PSP)* – equivale à seguinte formulação:

$$PSP = PPP + UP$$

sendo:

UP = *uplift*, equivalente ao custo de manter a estabilidade do sistema e composto de três parcelas: o custo de provisão de reservas de energia, o custo da energia necessária para a estabilização do sistema e o custo proveniente da eventual saturação do sistema de transmissão (restrições ao acesso para novas unidades de geração).

Com relação à *LOLP*, suas oscilações refletem as variações do nível de capacidade em relação à demanda, as quais, sinalizadas nos preços, induzem a um maior ou menor investimento em geração.

85 Como a remuneração dos geradores é definida pelo preço do *pool*, caso este esteja acima do preço dos contratos os geradores reembolsam as distribuidoras; o contrário ocorre no caso de o preço do *pool* superar o valor contratado.

quais ficam estabelecidas as seguintes obrigações: a) compra de carvão da British Coal pela NP e PG; b) aquisição da energia nuclear pelas RECs; e c) aquisição de toda a energia gerada pela NP e PG, com base no carvão, por parte das RECs, objetivando não criar desvantagem competitiva para o duopólio frente a eventuais entrantes.

3.2.5. Regulação do Mercado Livre

Os segmentos de geração e comercialização, analisados separadamente a seguir, passaram a ser regulados por um conjunto de políticas visando, concomitantemente, promover a entrada de novos agentes, estimular a competição e coibir as ações das empresas incumbentes que fossem caracterizadas como abuso de poder de mercado.

3.2.5.1. Segmento de Geração

Era previsto um papel importante para o *pool* no que se refere à viabilização da competição no mercado de geração e na redução das barreiras à entrada no segmento, devendo, para isso, concentrar a maior parte da energia comercializada e/ou sinalizar preços para contratos de curto prazo.

No entanto, a modelagem prévia do segmento de geração deu origem a um duopólio NP-PG,⁸⁶ que em muito contribuiu para trazer problemas ao funcionamento do *pool*, tais como práticas de cartelização e de abuso de posição dominante, por parte desses dois geradores, ao longo de quase 10 anos de funcionamento do mercado atacadista.

Outros fatores contribuíram para a inibição do mercado *spot*, que, logo nos primeiros anos, correspondia a menos do que 10% do total da energia comercializada, a saber: a elaboração dos contratos iniciais para sustentação da indústria de carvão e energia nuclear; a permissão de que a energia fosse contratada bilateralmente, visando reduzir os riscos operacionais inerentes à operação do setor elétrico; e, por fim, a dificuldade de modelagem do preço do *pool*, que ainda se baseia no *software* empregado pela antiga CEGB para fazer o despacho técnico de suas plantas de geração.

Nos primeiros três anos após a privatização, o papel do *pool* foi quase simbólico, pelo fato de que a maior parte da energia foi comercializada por contratos iniciais entre as geradoras e as distribuidoras.

86 Como a energia gerada pela NE era toda contratada com base em preços administrativos, ela não participava do mercado *spot*.

A fim de assegurar a substituição do carvão após o término dos contratos iniciais, tanto as distribuidoras – no limite permitido de verticalização – como as incumbentes NP e PG deram início à construção de centrais geradoras de ciclo combinado alimentadas com gás natural (CGCC), assim como ocorreu nos Estados Unidos e em vários outros países.

Adicionalmente, a ação das distribuidoras teve a motivação de reduzir o poder do duopólio de geração, levando-as a constituir contratos de longo prazo (15 anos) para a aquisição de gás natural na modalidade *take or pay* por meio de parcerias com produtores independentes. Por sua vez, as geradoras também precisavam atender às metas de redução de emissão de poluentes estabelecidas pelo HMIP.⁸⁷

O montante de contratos existentes – nuclear, carvão e as novas plantas de CGCC – fez com que, no período 1990/98, mais de 90% da energia gerada fossem provenientes dessas relações bilaterais. Como existe a obrigação legal de que toda a energia seja despachada no *pool*, esses geradores declaram formalmente a energia que possuem apenas para garantir o despacho da carga, visto que a receita já está garantida no contrato.⁸⁸ Como toda a energia adicionada ao sistema pelas entrantes já está garantida por contratos bilaterais, a pequena quantidade de energia ofertada no *pool* tem sido feita quase que exclusivamente pela NP e PG, pouco adiantando o fato de o mercado de geração vir se desconcentrando nos últimos nove anos, conforme será analisado mais adiante.

A manipulação do *pool* ocorre em função do próprio sistema de determinação de preços analisado anteriormente. Como são os geradores que definem as plantas que serão disponibilizadas para o sistema, existe um forte incentivo para a manipulação de preços, pois o componente *LOLP* do preço é calculado de acordo com essa capacidade declarada pelos ofertantes. Por exemplo, o preço pode ser majorado, com o aumento do componente *LOLP*, se os geradores restringirem a capacidade de geração disponibilizada para o sistema.

O comportamento do *pool* apresenta conseqüências gravosas para a evolução do modelo, tendo em vista que, apesar de a energia comercializada no mercado *spot* ser residual, seus preços

87 Muito embora o governo tivesse renovado os contratos iniciais de carvão por mais cinco anos, com uma redução de 50% do volume e de 30% dos preços das condições originais, a resultante desse processo foi uma drástica modificação da matriz energética britânica. Na época da privatização, o carvão nacional representava cerca de 70% da matriz energética, com o restante sendo complementado pela energia nuclear. Com a expressiva entrada em operação de plantas CGCC, em 1998, a participação do carvão (incluindo o importado) era de 35%, gás natural 33%, nuclear 26% e outros 6%. A expectativa dos especialistas é de que, com o vencimento dos contratos de carvão entre a British Coal e as geradoras NP e PG, a participação do gás natural na matriz energética cresça para 60% e a do carvão reduza-se para menos de 20% no final de 1999 [Thomas (1999)].

88 A entrada de novos geradores não foi suficiente para reduzir a assimetria pró-geradores no mercado *spot*, em razão de os entrantes chegarem somente no momento de pico do sistema, visto que o grosso da energia gerada já estava comprometido com contratos bilaterais de longo prazo [Surrey (1996)].

são um ponto de referência importante para as negociações dos contratos de longo prazo, trazendo reflexos para o consumidor final [Offer (1999a)]. Por exemplo, o preço de venda do *pool* em 1993 era 57,06% mais alto do que em 1990 (ano da privatização), apesar da queda de 30% no preço do carvão e dos custos operacionais, principalmente aqueles relacionados às despesas de pessoal [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)]. No período 1990/98, todos os custos de insumos de geração tiveram reduções significativas, tais como os custos de capital das novas plantas (40%), o preço *spot* do gás natural (50%) e os preços do carvão (28%) [Offer (1999a)].

Visando mitigar o conjunto desses efeitos, a política regulatória ao longo desses anos vem sendo marcada por intervenções que permitam ao *pool* exercer uma sinalização efetiva para os compradores e vendedores de energia, sem que, até o momento, tenham obtido sucesso nesse sentido, apesar de haver progressos no que se refere à redução do poder de mercado da NP-PG. Em linhas gerais, as principais medidas adotadas foram as seguintes:

- estabelecimento de um preço-limite em 1994, abandonado em 1996;
- exigência, em 1995, de que a NGC vendesse 2 GW de plantas utilizadas para garantia da estabilidade do *grid*;⁸⁹
- requisição de que o duopólio viesse a se desfazer de partes de sua capacidade instalada: em 1994, a NP e a PG foram obrigadas a se desfazer de plantas de carvão com capacidade instalada de 4 GW e 2 GW, respectivamente;⁹⁰ em 1999, foi feita uma nova imposição de venda, dessa vez somente à PG, de 4 GW;⁹¹

A análise da Tabela 7 permite detectar o sucesso da política de redução da concentração do mercado: o duopólio NP-PG teve sua participação reduzida pela metade entre 1990 e 1998 (78% para 39%) e os entrantes passaram a ter uma participação crescente. Entretanto, essa medida não foi suficiente para evitar a ação manipuladora de preços no mercado *spot*, o que tem levado o Offer a estudar tentativas para reformular o *pool*.⁹²

89 A aquisição dessas plantas foi feita pela companhia norte-americana Edison Mission Energy, dando origem à empresa First Hydro.

90 A compra dessas plantas foi feita pela empresa de distribuição Eastern Electricity.

91 A imposição de venda dos 4 GW – adquiridos, novamente, pela Edison Mission Energy – foi uma contrapartida exigida à PG pela aquisição da distribuidora East Midlands Electricity.

92 A figura do *pool* enquanto mercado compulsório funcionando como câmara de compensação financeira (*clearing house*) tende a ser substituída por arranjos contratuais sujeitos à coordenação da NGC para assegurar o balanço energético do sistema. Nessa nova modelagem, que vem sendo discutida entre os agentes do sistema, seriam constituídos mercados futuros e de opções visando estimular a comercialização da energia. Para mais detalhes, ver Offer (1999e).

Tabela 7
Mercado de Geração de Energia Elétrica do
Reino Unido - 1990/98

1990		1994		1998	
Empresas	Participação %	Empresas	Participação %	Empresas	Participação %
NP	48	NP	34	NP	21
PG	30	PG	26	PG ^c	18
NE	16	NE	22	British Electric	17
Importação ^a	6	Importação ^a	7	Importação ^a	7
		Entrantes ^b	11	Entrantes ^b	17
				Eastern	10
				First Hydro ^c	1
				Magnox	8
Total	100		100		100

Fontes: Offer (1999c), Thomas (1999) e Surrey (1996).

^aFrança e Escócia.

^bRECs e produtores independentes.

^cApós a aquisição de 4 GW da PG pela First Hydro, ambas tiveram suas participações no mercado de geração alteradas para, respectivamente, 14% e 5%.

3.2.5.2. Segmento de Comercialização

A ação regulatória no segmento de comercialização de energia buscou seguir um cronograma progressivo de estabelecimento de competição para o consumidor final, visualizado na Tabela 8. Para que esse objetivo fosse atingido, o regulador estipulou a obrigatoriedade de livre acesso da rede de distribuição para que terceiros pudessem comercializar energia para consumidores finais.

A convergência de mercados entre as empresas de comercialização de energia elétrica e de outros serviços de infraestrutura, em especial de distribuição de gás natural, estimulou a ocorrência de práticas de integração horizontal objetivando a obtenção de economias de escala e escopo no segmento de comercialização.⁹³

Tabela 8
Evolução da Liberalização da Comercialização de
Eletricidade no Reino Unido - 1990/99

Ano	Requisito de Demanda	Número de Consumidores	% do Consumo
1990	> 1 MW	5 mil	30
1994	> 100 kW	50 mil	50
1999	Nenhum	25 milhões	100

Fonte: Offer (1999d).

93 A evidência dessas estratégias foi uma das motivações da fusão das agências reguladoras de eletricidade (Offer) e gás natural (Ofgas), conforme mencionado anteriormente. Deve-se frisar, inclusive, que as políticas de liberalização no segmento de comercialização do gás natural foram bastante similares às implementadas no setor elétrico britânico.

Em primeiro lugar, o desenvolvimento dos pré-requisitos tecnológicos para permitir a extensão da comercialização para consumidores de pequeno porte – tais como os sistemas de processamento de dados necessários para mensuração do consumo e contabilização de contas⁹⁴ – é bastante complexo e custoso, fazendo com que, na prática, as empresas optem por *proxy systems* para modelar o perfil dos consumidores.

Em segundo lugar, as margens para a redução de custos nesse segmento são muito baixas, visto que os custos totais da comercialização representam cerca de 5% da conta paga pelo consumidor final.⁹⁵

Em terceiro lugar, os custos com *marketing* são elevados, tendo em vista a inércia natural do usuário final em relação ao seu fornecedor histórico e a pequena diferenciação de preços entre as empresas.

A conjunção desses aspectos tem gerado novos desafios regulatórios, modificando o perfil inicial das políticas de maior liberalidade frente a ações de integração vertical nesse segmento.⁹⁶ Preocupado com possíveis práticas de subsídios cruzados entre os segmentos de distribuição e comercialização, o DGECS iniciou, em maio de 1999, um processo de consulta pública a fim de estabelecer a obrigatoriedade de separação estrutural dessas atividades.

Observa-se, ainda, a prática de discriminação de preços dentro do próprio segmento de comercialização. Em busca da obtenção de vantagens competitivas, as distribuidoras têm promovido grandes descontos junto aos grandes consumidores com a contrapartida de majorações tarifárias de pequenos e médios consumidores.

Um fato que tem contribuído para essa política comercial mais agressiva no segmento de comercialização são as vantagens obtidas pelas RECs no setor de gás natural. Aproveitando-se do fato de a incumbente British Gas – monopólio privado verticalmente integrado – apresentar uma estrutura de custos comprometida com contratos de longo prazo e ter, ainda, a obrigação de servir em todo o território nacional, as RECs vêm desenvolvendo a prática de *cream skimming*⁹⁷ tanto no mercado de processa-

94 O custo de desenvolvimento e operação desses sistemas de processamento está estimado em US\$ 1,2 milhão ou US\$ 60 por consumidor. Tais dificuldades fizeram com que ocorresse um atraso de um ano na liberalização total do mercado de comercialização [Thomas (1999)].

95 Os demais custos que compõem uma conta residencial na Grã-Bretanha são os seguintes: geração (65%), distribuição (25%) e transmissão (5%) [Thomas (1999)].

96 Como visto anteriormente, são permitidas a integração vertical geração-comercialização e, mediante separação contábil, distribuição-comercialização.

97 A situação de *cream skimming* ocorre quando é criada a oportunidade de entrada de uma nova firma apenas na oferta dos serviços mais rentáveis do setor, a preços mais baixos que os da empresa incumbente. Nesse caso, a entrante atua apenas no segmento atrativo do mercado, deixando o restante para a empresa incumbente.

mento (*upstream*) quanto de distribuição (*downstream*) de gás natural.⁹⁸ Conseqüentemente, através da utilização das vantagens da integração vertical e horizontal, tem sido usual a oferta, pelas RECs, de pacotes *one-stop shopping* para os grandes usuários, sendo praticamente impossível para o regulador identificar práticas de subsídios cruzados na oferta desses energéticos.⁹⁹

Preocupado com essas questões, o Offer reluta em remover as limitações de *price cap*¹⁰⁰ para os consumidores com demanda inferior a 100 kW, muito embora eles já tenham liberdade de escolha de seus fornecedores.

Até o momento, o DGECS vem permitindo estratégias de integração vertical (geração com comercialização de eletricidade e exploração de gás natural com geração de eletricidade e com comercialização de eletricidade) e integração horizontal (comercialização de eletricidade com comercialização de gás natural). A justificativa, reforçada pelas evidências, é que estes movimentos têm fortalecido a competição nos diferentes pontos da cadeia energética, a saber: a entrada das RECs na geração de eletricidade e exploração de gás natural e a entrada de exploradores de gás natural no segmento de comercialização de eletricidade.

É importante destacar que existe uma forte relação de interdependência no desenvolvimento da competição nos segmentos de comercialização e geração. Para que se configure um cenário de competição na comercialização é necessário que haja uma redução da concentração no mercado de geração, pois, caso contrário, os comercializadores estarão expostos a preços abusivos no mercado *spot*.¹⁰¹

Caso a integração da cadeia energética, acima destacada, venha a fortalecer a prática de contratos bilaterais, pouco irão adiantar as políticas regulatórias de fragmentação e anticoncentração no segmento de geração, visto que a tendência será o enfraquecimento ainda maior do papel do *pool* e, conseqüentemente, da função que poderia desempenhar na redução de barreiras à entrada no segmento de geração.

Ao contrário, caso a competição se torne efetiva no segmento de comercialização, seus agentes terão pouca capacidade para previsão de sua demanda, reduzindo o incentivo para a

98 As RECs estão entrando no mercado de processamento de gás natural do Mar do Norte em busca de insumos para modernas plantas de CGCC, o que lhes dá grandes vantagens de custos em relação à British Gas, permitindo-lhes oferecer substanciais descontos para os consumidores finais de gás natural.

99 Em reação, a British Gas tem entrado no mercado de comercialização de energia elétrica.

100 Como a introdução da competição foi progressiva nesse segmento, o Offer adotou o regime tarifário *price cap* para a cobrança dos consumidores cativos. A análise da aplicação do *price cap* será feita mais adiante.

101 Nesse cenário otimista, a fragmentação do tamanho dos geradores traria a vantagem adicional de, em virtude da decorrente diminuição da escala dos projetos, reduzir os riscos inerentes à realização de investimentos em novas plantas, frente a um contexto de ausência de mercado garantido.

constituição de contratos de longo prazo com os geradores e fortalecendo as transações *spot*. Evidentemente, essa hipótese só irá se confirmar caso seja revista a permissividade diante da integração vertical geração-comercialização, visto que essa seria a melhor estratégia das operadoras para reduzir os riscos com o aumento da competição.

3.2.6. Regulação do Mercado Cativo

3.2.6.1. Regulação Tarifária

Os segmentos de transmissão e distribuição, caracterizados como monopólios naturais, passaram a ser regulados pelo regime tarifário *price cap*, tal como ocorreu no setor de telecomunicações e nos demais segmentos de infra-estrutura da Grã-Bretanha. As tarifas cobradas dos consumidores cativos também estão sujeitas a esse regime, até que a liberalização do segmento de comercialização venha a ser totalmente consolidada.

O *price cap* vem substituindo a tradicional regulação pelo custo de serviço através de controle dos preços médios da firma. O objetivo dos reguladores ingleses era reduzir os riscos e custos da ação reguladora – dispensando, entre outras coisas, controles que necessitassem de informações custosas como no caso do critério pela taxa de retorno. O *price cap* era visto como um método tarifário de regra simples e transparente que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores [Littlechild (1983)].

No caso da transmissão, o *price cap* é composto pela receita média do “uso geral do sistema” (tarifa de transporte) e do “uso individual das conexões existentes” (tarifa de acesso).¹⁰² Essa receita média é igual à receita total dividida pela média da demanda máxima anual dos últimos quatro anos, que é ajustada de acordo com a duração média da temporada de “pico” do sistema (durante o inverno). Para o período 1990/93, o regulador estabeleceu valor zero para o redutor *X*, que mudou para “3%” na revisão para o período 1993/96 [Surrey (1996)].

Para o caso das tarifas cobradas no segmento de distribuição, o Offer estipulou, inicialmente, valores específicos para o fator *X* para cada uma das 12 distribuidoras, que variaram entre “0%” e “-2,5%”. Na avaliação do regulador, esse *plus* seria necessário para viabilizar investimentos na melhoria do sistema. Contudo, a elevação dos lucros das distribuidoras em mais de 90%

102 Na tarifa de acesso, a parcela referente às novas conexões do sistema está sujeita à regulação pelo custo do serviço (custo de conexão).

no período 1990/95 gerou críticas no sentido de que o regulador teria sido capturado pelos interesses das concessionárias. Como resultado disso, os recentes termos revisionais passaram a estipular valores para o redutor X entre “0%” e “2%” para o período 1996/2000.

Por fim, as tarifas da energia cobrada dos consumidores cativos não sofreram qualquer redução a título de transferência de ganhos de produtividade antes do primeiro período revisional. O X definido nesse caso, para o período 1990/94, foi de “0%” e, em função das mesmas críticas citadas anteriormente, sofreu uma revisão posterior para “2%” (que vigoraria até 1998) e, por fim, para “3%” (durante o período 1998/2001).

Um aspecto particularmente importante no setor elétrico é que o método tarifário *price cap* também prevê uma permissão de repasse, para as tarifas cobradas dos consumidores, dos custos que fogem ao controle e à previsão da firma durante o período do intervalo regulatório¹⁰³ (combustíveis, impostos etc.), representando o fator Y da fórmula $RPI - X + Y$.

Esse aspecto faz com que qualquer insucesso na redução de custos no segmento de geração tenha um impacto em cadeia no setor elétrico. No modelo britânico, a relação entre os custos permitidos para repasse e os custos variáveis totais é bastante elevada. Os componentes passíveis de repasse aos consumidores representam 95% dos custos variáveis de suprimento de energia, que incluem tarifas de administração do *pool*, custos de compra de energia e variação dos preços dos combustíveis fósseis [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

Como visto anteriormente, os geradores estão se apropriando dos ganhos de eficiência produtiva – provenientes do aumento da produtividade das plantas de geração de energia – por intermédio da manipulação dos preços do *pool*. No entanto, como as empresas de transmissão, distribuição e comercialização repassam esses preços para o consumidor final, a redução verificada na tarifa média tem sido inferior à observada, por exemplo, nos preços dos insumos (carvão e gás natural). É interessante ilustrar que as tarifas reais médias (sem imposto) tiveram uma significativa redução de 10,74% entre 1990 e 1996. Na prática, contudo, os consumidores quase não se beneficiaram dessa redução, tendo em vista que parte dela foi absorvida pela introdução, em 1995, de um imposto adicional de 8% sobre as tarifas [MacKerron (1997)].

103 No Reino Unido, os intervalos regulatórios que complementam os mecanismos de tarifação *price cap* variam entre os diversos segmentos do setor elétrico, correspondendo a quatro anos para a transmissão (inicialmente eram três anos), cinco para a distribuição e quatro para a comercialização de energia para os consumidores cativos.

3.2.6.2. Regulação da Qualidade do Serviço

Em relação à qualidade do serviço, o Offer – assim como no caso dos Estados Unidos – percebeu que o método *price cap* não assegura, por si só, o aprimoramento do atendimento ao consumidor. Ao contrário, a sujeição a um preço-teto faz com que a firma apresente uma tendência ao subinvestimento em qualidade, já que esse esforço representaria uma elevação do seu nível de custos.

Para compensar esse efeito perverso do método tarifário *price cap*, o Offer criou dois tipos de mecanismos complementares de regulação dos serviços: sistema de penalidades, no caso de não cumprimento de um padrão garantido (*guaranteed standards*), e competição por comparação (*yardstick competition*), por meio da divulgação de um *ranking* comparativo de *performance* das empresas.

O sistema de penalidades é um mecanismo de compensação financeira aplicado no caso de as comercializadoras não cumprirem qualquer um dos quesitos constantes do serviço-padrão criado pelo regulador, denominado padrão global (*overall standards*).¹⁰⁴ Em especial, esse serviço-padrão não permite desligamentos por falta de pagamento, embora tenha introduzido uma contrapartida para proteção das empresas contra inadimplência, representada pela exigência de depósito compulsório prévio à instalação do medidor.¹⁰⁵

Por sua vez, a competição por comparação é viabilizada pela obrigação de que as comercializadoras encaminhem relatórios trimestrais de *performance* para o Offer. A partir desses relatórios, o regulador divulga, publicamente, um *ranking* das distribuidoras, para que o consumidor possa ter uma noção do nível de qualidade do serviço que lhe é oferecido.

Na prática, é difícil estimar os efeitos desses aparatos regulatórios sobre os serviços, em razão do elevado padrão de qualidade herdado da antiga gestão estatal. Apesar disso, observa-se uma nítida redução do número de reclamações dos consumidores contra serviços inadequados [Surrey (1996)].

104 O padrão global define sistemas gerais de atendimento aos consumidores, contendo, inclusive, o detalhamento dos prazos máximos para restabelecimento de falhas na prestação dos serviços. Complementarmente, existem códigos de práticas que definem critérios para cobrança de contas, prestação de serviços, recebimento e atendimento de reclamações etc. A comercializadora deve pagar US\$ 30 para cada cliente afetado pela quebra de qualquer uma das garantias. No período 1992/93, 12.907.894 clientes tiveram serviços executados dentro dos padrões, com a ocorrência de 12.255 quebras de garantias, o que levou ao desembolso de US\$ 210 mil pelas RECs a título de multas [MacKerron e Boira-Segarra (1996)].

105 O resultado prático dessas medidas foi uma redução do número de desligamentos de 80 mil em 1989/90 para apenas 1.221 em 1994. Uma das grandes preocupações dos analistas refere-se aos consumidores de baixa renda não conectados à rede, que não possuem condições financeiras para efetuar o depósito compulsório [Surrey (1996)].

3.2.7. Avaliação e Perspectivas

A inadequada combinação de um regime contratual de longo prazo para compra e venda de energia com uma configuração concentrada no segmento de geração comprometeu aspectos do modelo competitivo elaborado pelos reformadores ingleses. Atualmente, o DGECS busca a reformulação de alguns desses instrumentos, em especial do *pool*.¹⁰⁶

Devido ao caráter referencial representado pelos preços do *pool* para os contratos bilaterais, a reversão da manipulação dos seus preços constitui-se no maior desafio regulatório da atualidade para que o consumidor se beneficie dos ganhos de eficiência produtiva oriundos da reconversão industrial (substituição das plantas térmicas a carvão por CGCC) [Offer (1999a)].

Paradoxalmente, a sinalização de preços do *pool* e a concentração de mercado na geração foram fatores que estimularam a construção de geradoras CGCC por novos agentes. De fato, um mérito incontestável das reformas foi ter viabilizado um quadro institucional para o aproveitamento de inovações tecnológicas e recursos naturais disponíveis. Essas inovações trouxeram ganhos de eficiência e reversão da trajetória de custos crescentes de geração térmica com base no carvão e na energia nuclear e geraram, também, externalidades positivas, como, por exemplo, a melhoria ambiental.

A regulação do setor elétrico britânico enfrentará grandes desafios no horizonte próximo. Por um lado, a demanda de energia do Reino Unido cresce vegetativamente, não existem requerimentos de investimentos em transmissão significativos e o regulador tem até mesmo atrasado o processo de outorga de licenças de geração para evitar a deterioração ainda maior da indústria de carvão e o esgotamento prematuro das reservas de gás natural do Mar do Norte. Por outro lado, o processo de introdução de competição precisa ser implementado, em especial na comercialização, para, concomitantemente, estender ao consumidor cativo parte dos ganhos de eficiência verificados e reduzir a apropriação de rendas pelos geradores.¹⁰⁷

No entanto, o estímulo à competição no setor elétrico é muito mais complexo do que o idealizado inicialmente. A reestruturação britânica mostra a importância da regulação da concorrência para o controle do processo de concentração e reintegração no mercado

106 Em 1999 têm-se acentuado as evidências de manipulação dos preços do *pool*, a medir pelo número de *spikes*, isto é, número de vezes em que o preço supera um referencial estabelecido pelo regulador. Tomando como base o último trimestre de cada ano, foram 11 vezes em 1996, 178 em 1997, 234 em 1998 e 180 somente em janeiro de 1999 [Offer (1999b)].

107 Já é possível identificar evidências positivas do impacto da liberalização da comercialização. Segundo o Offer (1999d), cerca de 100 mil consumidores vêm trocando de fornecedores por semana e, em termos médios, os consumidores residenciais vêm obtendo economias anuais em torno de £ 35 a £ 40, considerando uma conta média de £ 275.

frente aos riscos de manipulação de preços, assimetria de informações, comportamento oportunista na declaração de capacidade e de custos de combustíveis.

Nesse sentido, para se adequar às novas estratégias das empresas de energia e padronizar as regras de liberalização do mercado, o governo britânico estabeleceu um regulador único para os setores de energia elétrica e gás natural (o DGECS), que passa a ter o suporte técnico do Offer e do Ofgas.¹⁰⁸ Por outro lado, em processo similar ao que vem ocorrendo no setor de telecomunicações, o órgão regulador vem sendo alvo de um redesenho, e a tendência é que a sua direção venha a assumir uma feição de comissão, com as evidentes vantagens decorrentes da descentralização das decisões, cada vez mais complexas e diversificadas.

Outro mérito importante do modelo foi o de explicitar os *stranded costs* do setor elétrico inglês, em especial aqueles decorrentes do programa nuclear e da manutenção da indústria de carvão nacional, por meio de taxas pagas pelos consumidores. Entretanto, a manutenção desses subsídios tende a se tornar bastante problemática, tendo em vista a orientação contrária da UE a esse respeito.

4. Considerações Finais

O processo de reestruturação do setor elétrico nos Estados Unidos e na União Européia vem sendo marcado pela diversidade no ritmo de liberalização do mercado, refletindo as peculiaridades nacionais. No entanto, é possível verificar uma tendência à generalização de políticas regulatórias de sucesso, no intuito de estimular a competição no segmento de geração e comercialização de energia, em especial para o aproveitamento de reservas de gás natural objetivando a construção de termelétricas mais eficientes e ambientalmente aceitáveis, e na constituição de mercados atacadistas de energia para incentivar a comercialização entre geradores e grandes consumidores.

Concomitantemente, a experiência internacional ressaltou a importância e a complexidade da regulação da concorrência – com ênfase na definição de regras de acesso não-discriminatórias e no controle do processo de concentração do mercado – e, no que se refere aos segmentos de monopólio natural (transmissão e distribuição), da introdução de mecanismos de incentivo à eficiência produtiva que permitam a transferência de parte desses ganhos aos consumidores cativos.

¹⁰⁸ Alguns especialistas britânicos defendem que a fusão seja estendida ao setor de distribuição de água [Thomas (1999)].

No caso dos Estados Unidos, as reformas têm sido caracterizadas pela grande diversidade e gradualismo. Nesse país, as políticas regulatórias de garantia do livre acesso e de constituição de operadores independentes dos sistemas de transmissão, bem como de mercados atacadistas de energia elétrica, foram fundamentais para a entrada de novos agentes na geração de energia com base em plantas mais eficientes e ambientalmente aceitáveis. Dois outros aspectos podem ser ressaltados: por um lado, os maiores beneficiários das reformas têm sido os grandes consumidores industriais, com seus preços declinando em todas as regiões do país; e, por outro, as dificuldades de afirmação da autoridade regulatória federal (a Ferc) têm criado grandes entraves para a regulação das transações interestaduais de energia, para o desenvolvimento de regulação técnica dos sistemas de transmissão e para a prevenção de ações de concentração de mercado.

No caso da União Européia, a diversidade de interesses nacionais e de características dos sistemas elétricos dos países membros se reflete num ritmo diferenciado de implementação de medidas que viabilizem o mercado interno de energia. Apesar disso, é possível verificar uma tendência em prol da unificação de políticas que promovam o incentivo à entrada de produtores independentes e o livre acesso aos *grids* de transmissão. Uma das maiores dificuldades para a aceleração das reformas tem sido a ausência de agências regulatórias nacionais independentes, com capacidade e credibilidade para arbitrar conflitos e remover as barreiras à entrada no mercado de eletricidade.

Por sua vez, o caso britânico traz substanciais ensinamentos a respeito da importância da modelagem prévia da estrutura de mercado para a afirmação de um mercado competitivo na geração e na comercialização de eletricidade. Como a configuração inicial do modelo era muito concentrada, a ação regulatória ainda não foi capaz, ao longo de quase 10 anos, de evitar práticas abusivas por parte das geradoras dominantes e permitir, assim, que os preços das tarifas reflitam os ganhos de produtividade advindos da introdução de plantas de geração mais eficientes. Uma outra lição importante é a necessidade de capacitação técnica e aperfeiçoamento constante do regulador, objetivando maior eficácia no acompanhamento das estratégias, da qualidade na prestação dos serviços e da evolução dos custos das empresas, o que gerou, inclusive, o estabelecimento de um regulador único para os setores de energia elétrica e de gás natural. Das experiências estudadas, foi no Reino Unido que os consumidores residenciais mais se beneficiaram da redução de preços em virtude da estipulação, pelo regulador, de redutores tarifários relacionados à incorporação de ganhos de produtividade por parte das distribuidoras.

Referências Bibliográficas

- ARMSTRONG, M., COWAN, S., VICKERS, J. *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. Cambridge: MIT Press, 1994.
- BAYLES, C. Why gas turbines will transform electric utilities. *Public Utility Fortnightly*, Dec. 1994.
- BOUTES, P., TROCHET, J. Le pragmatisme des réformes américaines. *Revue de l'Énergie*, jan.-fev. 1995.
- CENTOLELLA, P. *The organization of competitive wholesale power markets and spot price pools*. Report for Science Applications International Corporation, The National Council on Competition and the Electric Industry, Oct. 1996.
- CHESHIRE, J. UK electricity supply under public ownership. In: SURREY, J. (ed.). *The British electricity experiment*. London: Earthscan, 1996.
- EC (EUROPEAN COMMISSION). *A dimensão externa das redes transeuropeias de energia*. Comunicação ao Parlamento Europeu e ao Conselho. Portugal, Com(97)125, 1997a.
- _____. *Panorâmica geral da política e das acções no domínio da energia*. Comunicação da Comissão. Portugal, Com(97)167, 1997b.
- _____. *Common rules from the internal market in electricity*. Second Report to The Council and the European Parliament on Harmonization Requirements, 1999, mimeo (Directive 96/92).
- EIA (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION). *The changing structure of the electric power industry: selected issues*. Washington, D. C.: Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, U.S. Department of Energy, July 1998.
- EU (EUROPEAN UNION). *1998 annual energy review* (<http://europa.eu.int/htm>), 1998.
- HYDRO-QUEBEC. *Strategic plan 1998-2002*. Québec, 1997, mimeo.
- KLIMANM, M. Competitive bidding for independent power: developments in the United States. *Revue de l'Énergie*, n. 465, jan.-fev. 1995.
- KLOM, A. *Can negotiated third party access and the single buyer model coexist?* Europe Commission, Energy Policy, DG XVII, 1997a, mimeo.

-
- _____. *Electricity deregulation in the European Union*. Europe Commission, Energy Policy, DG XVII, 1997b, mimeo.
- KÜNNEKE, R. *The macro economic planning function in the Dutch electricity market*. School of Technology, Policy and Management, Delft University of Technology, Mar. 1999, mimeo.
- LESLIE, K., KAUSMAN, D., BARD, G. European power: managing through deregulation. *The McKinsey Quarterly*, n. 1, 1999.
- LITTLECHILD, S. *Regulation of British telecommunications profitability*. London: HMSO, 1983.
- MACKERRON, G. *Transparências de palestra realizada no BNDES*. Rio de Janeiro, ago. 1997.
- MACKERRON, G., BOIRA-SEGARRA, I. The winners and losers so far. In: SURREY, J. (ed.). *The British electricity experiment*. London: Earthscan, 1996.
- MICHAELS, R. Stranded costs. *Regulation*, v. 19, n. 1, Washington Cato Institute, 1996.
- MIDTTUN, A. Electricity Policy Within the European Union: One Step Forward, Two Steps Back. In: MIDTTUN, A. ed. *European Electricity Systems in Transition. A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*. Elsevier, UK, 1997.
- MIDTTUN, A. *Overview of the Norwegian Electricity Sector*. Consultancy Report to the University of Rio de Janeiro. *Mimeo*, 1999.
- NEWBERRY, D., GREEN, R. Regulation, public ownership and privatization of the English electricity industry. In: GILBERT, R., KAHN, E. (eds.). *International comparisons of electricity regulation*. UK: Cambridge University Press, 1996.
- OFFER (OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION). *Pool prices must come down*. R5/99, 27/01, 1999a.
- _____. *Offer maintains pressure to stop pool price manipulations*. R14/99, Feb. 1999b.
- _____. *Edison mission energy bid for powergen power stations: a consultation paper by Offer*. RD 24/99, May 1999c.
- _____. *Choice for everyone: as Britain completes world's first competitive energy market*. R29/99, 1999d.
- _____. *Pool price decision document*. May 1999e, mimeo.
- PARKER, M. Competition: the continuing issues. In: SURREY, J. (ed.). *The British electricity experiment*. London: Earthscan, 1996.

-
- PIRES, J. C. L. *Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e de telecomunicações*. Rio de Janeiro: Instituto de Economia/UFRJ, jul. 1999a (Tese de Doutorado).
- _____. *Políticas regulatórias no setor de telecomunicações: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, out. 1999b (Texto para Discussão, 71).
- PIRES, J. C. L., PICCININI, M. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, jul. 1998 (Texto para Discussão, 64).
- ROSA, L., TOLMASQUIM, M., PIRES, J. C. L. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Ed. Relume Dumará, 1998.
- SAPPINGTON, D., WEISMAN, D. *Design incentive regulation for the telecommunications industry*. Cambridge: MIT Press, Washington: AEI Press, 1996.
- SMITH, V. *Electric Power Deregulation*. Regulation v. 19, nº 1. Washington. Cato Institute. 1996.
- STALON, C. *Recent U.S. electric power reforms*. Beijing, China, jul. 1993, mimeo.
- SURREY, J. Unresolved issues of economic regulation. In: SURREY, J. (ed.). *The British electricity experiment*. London: Earthscan, 1996.
- THOMAS, S. The British market reform: a centralistic capitalist approach. In: *Transition: a comparative analysis of policy and regulation in Western Europe*. UK: Elsevier, 1997a.
- _____. *Decentralization and regulation: British experience*. International Workshop Decentralization of Regulatory and Inspection Activities of the Electric Sector. Brasília: 24-25 nov. 1997b.
- _____. *The British electricity system*. UK, Sussex: SPRU, Mar. 1999, mimeo.
- TOLMASQUIM, M., PIRES, J. C. L. Reformas institucionais e forças de mercado: lições da indústria de eletricidade européia. *Revista Brasileira de Energia*, v. 5, n. 1, 1996.

TEXTOS PARA DISCUSSÃO do BNDES

- 53 NECESSIDADES DE FINANCIAMENTO DO SETOR PÚBLICO: BASES PARA A DISCUSSÃO DO AJUSTE FISCAL NO BRASIL – 1991/96 – Fabio Giambiagi – março/97
 - 54 A ECONOMIA POLÍTICA DAS POLÍTICAS PÚBLICAS: FATORES QUE FAVORECERAM AS PRIVATIZAÇÕES NO PERÍODO 1985/94 – Licínio Velasco Jr. – abril/97
 - 55 A ECONOMIA POLÍTICA DAS POLÍTICAS PÚBLICAS: AS PRIVATIZAÇÕES E A REFORMA DO ESTADO – Licínio Velasco Jr. – maio/97
 - 56 CENÁRIO MACROECONÔMICO: 1997/2002 – Ana Cláudia Duarte de Além, Fabio Giambiagi e Florinda Pastoriza – maio/97
 - 57 A DESPESA PREVIDENCIÁRIA NO BRASIL: EVOLUÇÃO, DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS – Fabio Giambiagi e Ana Cláudia Duarte de Além – maio/97
 - 58 UMA MATRIZ DE CONTABILIDADE SOCIAL ATUALIZADA PARA O BRASIL – Sandro C. de Andrade e Sheila Najberg – julho/97
 - 59 ABERTURA COMERCIAL: CRIANDO OU EXPORTANDO EMPREGOS – Maurício Mesquita Moreira e Sheila Najberg – outubro/97
 - 60 AUMENTO DO INVESTIMENTO: O DESAFIO DE ELEVAR A POUPANÇA PRIVADA NO BRASIL – Ana Cláudia Além e Fabio Giambiagi – dezembro/97
 - 61 A CONDIÇÃO DE ESTABILIDADE DA RELAÇÃO PASSIVO LÍQUIDO AMPLIADO/PIB: CÁLCULO DO REQUISITO DE AUMENTO DAS EXPORTAÇÕES NO BRASIL – Fabio Giambiagi – dezembro/97
 - 62 BNDES: PAPEL, DESEMPENHO E DESAFIOS PARA O FUTURO – Ana Cláudia Além – dezembro/97
 - 63 O INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA E A RETOMADA DO CRESCIMENTO ECONÔMICO SUSTENTADO – Francisco José Zagari Rigolon e Maurício Serrão Piccinini – dezembro/97
 - 64 MECANISMOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO: A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E O CASO BRASILEIRO – José Claudio Linhares Pires e Maurício Serrão Piccinini – julho/98
 - 65 O DESEMPENHO DO BNDES NO PERÍODO RECENTE E AS METAS DA POLÍTICA ECONÔMICA – Ana Cláudia Além – julho/98
 - 66 OPÇÕES REAIS E ANÁLISE DE PROJETOS – Francisco José Zagari Rigolon – março/99
 - 67 ESTRANGEIROS EM UMA ECONOMIA ABERTA: IMPACTOS SOBRE PRODUTIVIDADE, CONCENTRAÇÃO E COMÉRCIO EXTERIOR – Maurício Mesquita Moreira – março/99
 - 68 SISTEMA FINANCEIRO BRASILEIRO: REESTRUTURAÇÃO RECENTE, COMPARAÇÕES INTERNACIONAIS E VULNERABILIDADE À CRISE CAMBIAL – Fernando Pimentel Puga – março/99
 - 69 A RENEGOCIAÇÃO DAS DÍVIDAS E O REGIME FISCAL DOS ESTADOS – Francisco Rigolon e Fabio Giambiagi – julho/99
 - 70 O AJUSTE FISCAL DE MÉDIO PRAZO: O QUE VAI ACONTECER QUANDO AS RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS ACABAREM? – Francisco Rigolon e Fabio Giambiagi – agosto/99
 - 71 POLÍTICAS REGULATÓRIAS NO SETOR DE TELECOMUNICAÇÕES: A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E O CASO BRASILEIRO – José Claudio Linhares Pires – setembro/99
 - 72 MODELO DE GERAÇÃO DE EMPREGO: METODOLOGIA E RESULTADOS – Sheila Najberg e Marcelo Ikeda – outubro/99
-

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Av. República do Chile, 100
CEP 20139-900 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (0XX21) 277-7447
Fax: (0XX21) 220-2615

FINAME - Agência Especial de Financiamento Industrial

Av. República do Chile, 100 - 17º andar
CEP 20139-900 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (0XX21) 277-7447
Fax: (0XX21) 220-7909

BNDESPAR - BNDES Participações S.A.

Av. República do Chile, 100 - 20º andar
CEP 20139-900 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (0XX21) 277-7447
Fax: (0XX21) 220-5874

Escritórios

Brasília

Setor Bancário Sul - Quadra 1 - Bloco E
Ed. BNDES - 13º andar
CEP 70076-900 - Brasília - DF
Tel.: (0XX61) 322-6251
Fax: (0XX61) 225-5179

São Paulo

Av. Paulista, 460 - 13º andar
CEP 01310-904 - São Paulo - SP
Tel.: (0XX11) 251-5055
Fax: (0XX11) 251-5917

Recife

Rua Antonio Lumack do Monte, 96 - 6º andar
CEP 51020-350 - Recife - PE
Tel.: (0XX81) 465-7222
Fax: (0XX81) 465-7861

Belém

Av. Presidente Vargas, 800 - 17º andar
CEP 66017-000 - Belém - PA
Tel.: (0XX91) 216-3540
Fax: (0XX91) 224-5953

Internet

<http://www.bndes.gov.br>
