

**DESAFIOS DA
REESTRUTURAÇÃO
DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO**

José Claudio Linhares Pires*

*Economista do Convênio BNDES/Pnud,
na Gerência de Políticas do DEPEC (jclau@bndes.gov.br).
O autor agradece os comentários de Armando Castelar Pinheiro,
Maurício Serrão Piccinini e Fabio Giambiagi a
uma versão preliminar, eximindo-os, no entanto,
de qualquer responsabilidade por eventuais imprecisões

Sumário

Resumo.	5
1. Introdução	7
2. Características do Setor Elétrico Brasileiro, Antecedentes, Motivações e o Processo de Privatização	8
2.1. Características do Setor Elétrico Brasileiro	8
2.2. Antecedentes e Motivações das Reformas Institucionais	10
2.3. A Agência Reguladora (Aneel)	13
2.4. O Processo de Privatização	15
3. O Novo Modelo do Setor Elétrico	17
3.1. Introdução de Competição na Geração e na Comercialização	17
3.1.1. Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)	19
3.1.2. Período de Transição: os Contratos Iniciais	19
3.2. O Operador Independente do Sistema de Transmissão	20
3.3. Regulação da Concorrência	22
3.3.1. Regulação do Acesso	22
3.3.2. Prevenção de Abuso de Poder Dominante	25
3.3.3. Regulação Técnica	27
3.4. A Regulação do Mercado Cativo	27
3.4.1. Reversão dos Ganhos no MAE para os Consumidores	28
3.4.2. Regulação Tarifária	29
3.4.3. Fiscalização da Qualidade dos Serviços e Universalização do Atendimento	30
4. Desafios e Perspectivas	31
4.1. Expansão da Oferta	32
4.2. Expansão do Sistema de Transmissão	35
4.3. Consolidação de um Regime Competitivo na Geração e na Comercialização	36
4.4. Reversão de Ganhos para os Consumidores Cativos	39
5. Considerações Finais	41
Referências Bibliográficas	43

Resumo

Este trabalho apresenta uma visão geral do processo de reformas em curso do setor elétrico brasileiro, marcadas, desde meados dos anos 90, pela tentativa de constituição de um novo modelo institucional e de um ambiente competitivo, tendo como pano de fundo a privatização.

O principal objetivo do texto é refletir sobre os caminhos dessas reformas, utilizando, como referência, o aprendizado com a aplicação do instrumental empregado na experiência internacional. O trabalho apresenta alguns desafios impostos pela reestruturação, num contexto bastante complexo em razão da premência da expansão do sistema, pela diversidade institucional do país e pelas peculiaridades do sistema elétrico brasileiro.

1. Introdução

A importância da oferta de energia elétrica para o crescimento econômico brasileiro requer atenção especial aos problemas vividos por este setor de infra-estrutura. Em razão da crise fiscal que se abateu sobre o Estado brasileiro no final dos anos 80 e esgotou as possibilidades do modelo de financiamento baseado no tripé recursos do Tesouro, autofinanciamento e recursos externos, as necessidades de expansão da oferta passaram a ser postergadas, elevando os riscos de déficit de energia e ocasionando deterioração na qualidade dos serviços.

A dimensão do problema do setor elétrico pode ser obtida com a comparação das necessidades de expansão da capacidade instalada de geração do país – prevista pelo Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás – com o nível de investimentos realizado nos últimos anos. Para o período 1999/2008, está previsto o crescimento da capacidade instalada de 61.300 MW para 104.600 MW, criando uma necessidade de novos projetos de oferta de geração de energia da ordem de 4.330 MW por ano, e exigindo, nos primeiros cinco anos, investimentos totais da ordem de R\$ 8,5 bilhões por ano. No entanto, o ritmo de aumento da capacidade de geração vem reduzindo-se gradualmente nas últimas três décadas: 11,8% nos anos 70; 4,1% nos anos 80; e 2,6% ao ano na década de 90, embora tenha havido uma recuperação dos patamares de investimentos no final desta década [Eletrobrás (1999)].

Em virtude da impossibilidade de as empresas estatais sustentarem os investimentos necessários, o setor de energia elétrica brasileiro vem sendo alvo de um processo de reformas, desde meados dos anos 90, ainda não concluído em razão de uma série de dificuldades políticas e institucionais, com ênfase na entrada da iniciativa privada e privatização dos ativos existentes.

Essas mudanças vêm sendo inspiradas na experiência internacional, marcada por políticas regulatórias visando introduzir um ambiente competitivo na geração e comercialização de energia elétrica e aplicar novas formas de regulação dos segmentos que permanecem como monopólio natural (transmissão e distribuição). A especificidade do caso brasileiro e dos países em desenvolvimento é que, além de objetivarem reduzir os custos de produção, aumentar a eficiência energética e encontrar alternativas para a mitigação dos riscos ambientais, as reformas do setor elétrico têm que encontrar rápidas respostas para as necessidades de expansão dos sistemas elétricos.

O objetivo deste trabalho é discutir os principais aspectos da reestruturação do setor elétrico brasileiro, apresentando os seus principais desafios. Nesse sentido, está organizado em quatro seções, além desta primeira seção introdutória. A segunda

analisa as características do setor elétrico brasileiro, antecedentes, motivações e faz uma breve descrição do estágio do processo de privatização. A terceira seção acentua os principais aspectos do novo modelo institucional. A quarta seção enfoca os principais desafios e perspectivas, e, por fim, a última seção traz as considerações finais.

2. Características do Setor Elétrico Brasileiro, Antecedentes, Motivações e o Processo de Privatização

2.1. Características do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro apresenta características que o diferenciam de qualquer outro no contexto internacional. Em razão das implicações para o funcionamento do modelo, esta seção discute, sucintamente, as limitações e desafios para a introdução de um ambiente competitivo no setor elétrico brasileiro trazidos pela base geradora predominantemente hidráulica, pela ausência de sistema único de transmissão e pela forte concentração dos mercados regionais devido ao poder de mercado de empresas verticalmente integradas.

No caso brasileiro, a base geradora de energia elétrica tem a característica de ser *eminentemente hidráulica* (95%), com a geração térmica exercendo a função de complementaridade nos momentos de pico do sistema.¹ As características do parque gerador fazem com que a geração elétrica brasileira requeira a *coordenação da operação (despacho de energia) das usinas hidrelétricas* para a otimização da utilização do parque instalado. Em sua grande maioria, os reservatórios de água das usinas são utilizados de forma planejada para que se possa tirar proveito da diversidade pluviométrica nas diferentes bacias existentes. Assim, a possibilidade de interligação de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema brasileiro um importante ganho energético, pois, dessa forma, é possível tirar proveito das diferentes sazonalidades e dos níveis pluviométricos. Em função disso, o programa de despacho deve considerar um fator de restrição intertemporal, ou seja, definir o custo de oportunidade do uso da água armazenada em função da probabilidade de vertimentos no futuro [Santana e Oliveira (1998)].²

1 Em junho de 1999, enquanto a capacidade instalada brasileira foi de 63,171 GW, a geração hidrelétrica atingiu o montante de 57,339 GW, incluindo os 50% referentes à capacidade de Itaipu Binacional (total de 12,6 GW) [Eletrobrás (1999)].

2 O valor da água depende do nível atual de armazenamento e da probabilidade das afluições futuras, fazendo com que o custo marginal de operação de um sistema hidrelétrico seja altamente volátil.

Adicionalmente, no caso brasileiro, a coordenação do despacho é reforçada pelo fato de determinados aproveitamentos hidrelétricos serem efetuados “em cascata” e, muitas vezes, por diferentes proprietários, tornando-os interdependentes e adicionando complexidade à previsão das tradicionais variáveis referentes ao comportamento da demanda e à capacidade instalada de geração.

Por sua vez, a dimensão continental brasileira e a diversidade geográfica e econômica do país deram origem a *diferentes sistemas elétricos de transmissão*, referentes a mercados regionais com distintas características de desenvolvimento. Somente em 1999 foi concluída a interligação dos dois subsistemas de transmissão, que possibilitará o intercâmbio de 600 MW médios anuais entre eles, a saber: Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste, que correspondem, respectivamente, a 72,5% e 24% da capacidade instalada nacional. Existem, ainda, sistemas isolados no norte do país, cujo parque gerador representa 3,5% do parque nacional instalado.

Em que pese a diversidade da estrutura e do número de agentes – demonstradas na Tabela 1 – é possível identificar a *presença significativa de empresas integradas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica*, em especial nos casos das empresas estaduais Cemig/MG e Copel/PR, e federais Furnas/RJ, Chesf/BA e Eletronorte/PA. Por exemplo, na Região Nordeste, a energia é suprida exclusivamente pela Chesf/BA. Entre outras, essa situação irá requerer uma série de medidas regulatórias para a viabilização de um ambiente competitivo, conforme será discutido na Seção 3.

Historicamente, a estrutura de decisões do setor elétrico brasileiro era bastante centralizada. Esta característica acentuou-se após a criação da Eletrobrás, em 1964, que assumiu as funções de coordenação do planejamento e da operação, de agente financeiro e transformou-se em *holding* das quatro geradoras federais (responsáveis, ao longo da década de 90, por cerca de 50% da energia gerada no país). Como será visto mais adiante, as funções da Eletrobrás vêm sendo reformuladas com as reformas em curso e, em 1999, a iniciativa privada, cuja participação setorial foi praticamente inexistente dos anos 60 até meados dos anos 90, participa hoje, respectivamente, com cerca de 62% e 18% dos segmentos de distribuição e geração de eletricidade.^{3 4}

3 Em junho de 1999, a participação do Grupo Eletrobrás na geração de energia era de 41% [Eletrobrás(1999)].

4 Antes da estatização, o setor elétrico era bastante fragmentado, com diversas empresas privadas atuando nos diferentes estados brasileiros, com baixa interligação entre elas. No início dos anos 60, a estratégia do governo foi a de federalizar todo o setor. Entretanto, o sucesso dessa política foi apenas parcial: federalizou-se metade da geração e da transmissão, com a maior parte da distribuição permanecendo em poder dos estados.

Tabela 1
Atividades e Principais Empresas do Setor Elétrico Brasileiro — (1999)

<i>Propriedade</i>	<i>Atividades</i>	<i>Empresas</i>
Binacional	Geração	Itaipu
Federal	Holding e Planejamento Geração Geração e Transmissão (PND ^a) Geração, Transmissão e Distribuição (PND) Geração e Engenharia Nuclear Transmissão Distribuição (PND) Pesquisa	Eletrobrás (RJ) Cgtee (RS) Furnas (RJ) Eletronorte (PA), Chesf (BA), Manaus Energia (AM) e Boa Vista Energia (RR) Eletronuclear (RJ) Eletrosul (SC) Eletoacre (AC), Ceal (AL), Ceron (RO) e Cepisa/(PI) Cepel (RJ)
Pública Estadual	Geração Geração, Transmissão e Distribuição Transmissão Distribuição	Paraná (SP) Ceees (RS), Copel (PR) e Cemig (MG) ^b Epte (SP) <i>Sul-Sudeste-Centro Oeste:</i> Celesc (SC), Celg (GO) e CEB (DF) <i>Norte-Nordeste:</i> Ceam (AM), CER (RR), CEA (AP), Saelpa (PB) e Cemar (MA)
Municipal	Distribuição	Cenf (RJ), Cataguases (MG)
Privada	Geração Distribuição	Gerasul (SC), Paranapanema (SP), Tietê (SP), Serra da Mesa (GO) e Cachoeira Dourada (GO) <i>Sul-Sudeste-Centro-Oeste:</i> RGE (RS), AES (RS), CPFL (SP), Elektro (SP), Metropolitana (SP), Bandeirante (SP), Cerj (RJ), Escelsa (ES), Light (RJ), Enersul (MS), Cemat (MT) <i>Norte-Nordeste:</i> Celtins (TO), Celpa (PA), Coelba (BA), Energipe (SE), Cosern (RN), Coelce (CE), Celpe (PE)

Fonte: BNDES.

Obs: (a) PND — empresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização;

(b) 33% do controle acionário da Cemig são de propriedade privada.

2.2. Antecedentes e Motivações das Reformas Institucionais

O modelo institucional estatal, vigente desde 64, permaneceu praticamente inalterado nos 30 anos posteriores. Ao longo desse período, o setor elétrico brasileiro apresentou elevadas taxas de expansão da oferta, baseada nas disponibilidades de autofinanciamento por meio de tarifas alinhadas com a inflação, recursos da União e financiamento externo. No entanto, a partir dos anos 80, surgiu uma série de fatores que ocasionou a exaustão desse modelo, estimulando a busca de alternativas. Em linhas gerais, as reformas setoriais inspiram-se no seguinte diagnóstico para a crise do modelo institucional:⁵

- crise financeira da União e dos Estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão.⁶ O consumo

5 Para uma análise mais detalhada do diagnóstico da crise setorial, ver Oliveira e Pires (1994).

6 Os fatores e os efeitos desse estrangulamento não serão discutidos aqui por fugirem ao foco central deste artigo. No entanto, apenas como exemplo, enquanto em 1973 cerca de 78% das fontes de recursos destinavam-se a investimentos e 15% para o serviço da dívida, em 1989 constata-se uma total alteração de quadro: apenas 26% dos recursos eram investidos, sendo 74% consumidos no pagamento de compromissos com terceiros [Oliveira e Pires (1994)].

de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial.

- má-gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;
- inadequação do regime regulatório – inexistência, na prática, de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem, regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Este aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

A trajetória de reformas do setor, cujo início data de meados dos anos 90, consiste em um processo *ad hoc e gradual* que só adquiriu um caráter mais abrangente, consistente e coordenado a partir de 1997, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias, muitas das quais propostas pela consultoria Coopers & Lybrand, por meio de diversas medidas provisórias que iriam dar origem à Lei 9.648/98.⁷

Anteriormente, um conjunto de medidas legislativas ou executivas já havia sido implementado – alteração de política tarifária, privatização de distribuidoras federais etc. – sem que, com isso, o modelo tradicional de organização do setor elétrico brasileiro fosse alterado.

As principais políticas regulatórias que antecederam a constituição do novo modelo institucional e que nem sempre tiveram efeito prático são as seguintes:

- Lei 8.631/93, que eliminou o regime de equalização tarifária e remuneração garantida, criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia e promoveu um grande encontro de contas entre os devedores e credores do setor;⁸

7 Na prática, o governo federal já vinha implementando a reforma do setor elétrico por meio de sucessivas reedições de medidas provisórias (MP). A MP nº 1531 chegou a ser reeditada 18 vezes até transformar-se na Lei 9.648, de 27/05/98.

8 O encontro de contas envolveu cerca de US\$ 20 bilhões, assumidos pelo Tesouro Nacional. Os objetivos da Lei 8.631/93 – introduzir uma política tarifária eficiente e estimular a eficiência econômica das concessionárias – foram prejudicados pela ausência de autonomia empresarial e de agência reguladora independente para fiscalização das empresas. Para uma análise da desigualdade tarifária, ver Pires e Piccinini (1998).

- Decreto 915/93, que permitiu a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre as concessionárias e auto-produtores, e o Decreto 1.009/93, que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel).⁹
- Lei 8.987/95, conhecida como Lei das Concessões,¹⁰ regulamentada, no caso do setor elétrico, pela Lei 9.074/95, que dispõe sobre o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica.¹¹ Esta lei cria a figura jurídica do produtor independente de energia elétrica¹² e estabelece a possibilidade de os consumidores livres¹³ terem direito à contratação de energia, inicialmente, de produtores independentes e, após cinco anos,¹⁴ de qualquer concessionária ou produtor de energia.

O novo modelo institucional foi inaugurado pela lei 9.427/96, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e a lei 9.648/98, que definiu, entre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado. As reformas setoriais vêm ocorrendo de forma paralela à privatização de ativos federais e estaduais e, além da criação da agência independente, baseiam-se em três pilares, todos eles consonantes com a experiência internacional, que serão discutidos nas próximas seções, a saber: a introdução de *competição nos segmentos de geração e comercialização* de energia elétrica; a criação de um instrumental regulatório para a *defesa da concorrência* nos segmentos competitivos (desintegração vertical, tarifas de uso da rede não discriminatórias etc.), com destaque para a garantia do livre acesso nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição), e, por fim, o desenvolvimento de *mecanismos de regulação incentivada* nos

-
- 9 Inicialmente abrangendo as linhas de transmissão das quatro empresas federais de geração, o projeto do Sintrel buscou, sem sucesso, a adesão das empresas estaduais, visando criar, a partir da garantia do livre acesso à rede, novas formas de comercialização de energia entre as concessionárias e os grandes consumidores de energia.
- 10 O grande efeito prático de curto prazo da Lei de Concessões foi viabilizar o início da privatização no setor (a Escelsa, em 1995, e a Light, em 1996), visto que, em relação aos objetivos de estímulo à entrada de novos agentes na geração, a indefinição tarifária, mais uma vez, fez com que isso não ocorresse. O caráter pioneiro do processo de venda da Escelsa e da Light, antecedendo a legislação que deu origem ao novo modelo – vale frisar, inclusive, que foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização em 1992, portanto anteriormente à Lei 8.987/95 – contribuiu para gerar algumas imprecisões em seus contratos de concessão.
- 11 As concessões no setor elétrico têm prazo de 30 anos para os casos da distribuição e transmissão, e 35 anos para o caso da geração. Estes prazos podem ser prorrogados por igual período.
- 12 A Lei 9.074/95, modificada pelas Leis nº 9.427/96 e nº 9.648/98, estabeleceu as condições para outorga de concessão ou autorização para o produtor independente. No que diz respeito à geração de hidreletricidade, é objeto de autorização o aproveitamento de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW. Potências superiores a 30.000 kW serão objeto de licitação para obtenção de concessão de uso de bem público. A geração de termoeletricidade, por sua vez, é objeto de concessão (mediante licitação) ou de autorização.
- 13 A Lei de Concessões classifica os consumidores livres como todos aqueles que tenham carga igual ou superior a 10 MW e que sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV.
- 14 Os novos consumidores, cuja carga mínima seja de 3 MW, tiveram o direito imediato de escolher seu fornecedor (artigo 16). Para os demais consumidores com essas características de carga, a possibilidade de livre escolha só ocorrerá a partir de 2001. Vale registrar, ainda, que as distribuidoras podem negociar suas condições de suprimento na proporção equivalente à redução de seus mercados cativos.

segmentos que permanecem como monopólio natural (fornecimento de energia no mercado cativo e transmissão de eletricidade), incluindo, ainda, mecanismos de regulação técnica da rede de transmissão.

2.3. A Agência Reguladora (Aneel)

A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), pela Lei 9.427/96, foi um marco na reforma regulatória do setor elétrico brasileiro, tendo em vista a tradição de regulação implícita das empresas de energia elétrica exercida pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia. Nessa configuração tradicional, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao Poder Executivo, o que implicava na perseguição de objetivos muitas vezes contraditórios, tais como microeconômicos (eficiência produtiva), macroeconômicos (controle inflacionário e do déficit público) e sociais (universalização dos serviços).

Deve-se acrescentar que, durante todo esse período, não foi exercida qualquer forma efetiva de regulação social sobre as empresas. A razão disso é o natural desinteresse do Estado em se autofiscalizar, tendo em vista que as empresas estavam sob seu controle acionário e não havia mecanismos sociais de controle sobre essas empresas. Como exemplo, podem-se citar os graves problemas ambientais surgidos ao longo das obras nos anos 80 e destacar-se, também, a falta de mecanismos pelos quais os consumidores pudessem reclamar seus direitos, considerando, inclusive, que o Código de Defesa do Consumidor foi promulgado somente em 1990.

A lei que atribuiu a competência da Aneel (Lei 9.427/96) qualificou sua natureza jurídica de autarquia especial, o que permite ao órgão usufruir de relativa independência nos seguintes aspectos:¹⁵ a) *autonomia decisória e financeira*, o que lhe confere agilidade nas suas iniciativas; b) *autonomia dos seus gestores*, que após a investidura nos seus mandatos só podem ser afastados com base em critérios rígidos de demissão;¹⁶ c) delegação de *competência normativa para regulamentar questões técnicas atinentes ao setor*; e d) *motivação técnica e não política de suas decisões*, conferindo à atuação da agência neutralidade na solução dos conflitos e na adoção de medidas.

Esses aspectos dispensam a Aneel de subordinação hierárquica direta, embora vinculada ao ministério setorial no cumprimento de contrato de gestão. No entanto, seus conselheiros, a

15 Para um maior discussão sobre as características das agências reguladoras em geral, ver Pires e Piccinini (1999) e Neto (1999).

16 A demissão somente poderá ocorrer no caso de cometimento de falta grave, apurada em processo administrativo ou judicial, em que sejam assegurados a ampla defesa e o contraditório.

exemplo do que ocorre com toda a Administração Pública, têm a gestão financeira submetida ao controle do Legislativo e todos os seus atos se submetem ao controle de legalidade pelo Judiciário. Além disso, são obrigados a realizar Audiências Públicas e dar transparência às suas atividades – inclusive na Internet – objetivando reduzir os riscos de captura por qualquer dos agentes envolvidos nas políticas regulatórias.

Dois outros aspectos importantes na legislação de criação da Aneel são a definição de atribuições para que o órgão exerça o cumprimento da defesa da concorrência, estabelecendo regras para coibir a concentração de mercado de forma articulada com a Secretaria de Direito Econômico,¹⁷ e a previsão do estabelecimento de convênios com agências estaduais, refletindo o caráter descentralizado do setor elétrico brasileiro, para o controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica.¹⁸

A criação da Aneel objetivou preencher a carência de um órgão setorial com autonomia para a execução do processo regulatório e para a arbitragem dos conflitos dele decorrentes, fruto dos distintos interesses entre Poder Concedente (governo), empresas (prestadores dos serviços) e consumidores.

No entanto, existem desafios a serem superados para que a missão regulatória da agência venha a ser desempenhada com eficácia, em especial aqueles oriundos da falta de tradição regulatória e da falta de pessoal especializado. Outro empecilho reside nas dificuldades existentes para que haja uma efetiva autoridade das decisões da Aneel na solução de eventuais conflitos. Apesar de a Lei 8.987/95 (Lei de Concessões) prever a adoção da arbitragem por parte da agência, a matéria não é pacífica, tendo em vista que a Lei de Arbitragem (Lei 9.307/96) se aplica aos contratos de natureza comercial, não abrangendo os de natureza administrativa. Os entendimentos sobre a matéria são divergentes e possíveis arbitragens efetuadas pela Agência poderão ser levadas à apreciação do Poder Judiciário.¹⁹ Esta possibilidade, em razão da inerente morosidade das demandas judiciais, faz com que, na prática, muitas das decisões da Agência não surtam os efeitos imediatos esperados.

Adicionalmente, o fato de a Aneel ter sido criada após o início das reformas dificultou a afirmação do órgão no novo ambiente institucional, aumentando as incertezas regulatórias.²⁰

17 Esta função foi introduzida pela Lei nº 9.648/98.

18 Alguns estados de posição política e econômica importantes, como São Paulo e Rio Grande do Sul, já vinham reformulando seus setores elétricos, reservando, inclusive, papel de destaque para as respectivas agências reguladoras estaduais: Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE) e Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (Agergs). Além desses estados, Pará, Ceará, Rio Grande do Norte, Sergipe, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Mato Grosso e Bahia também criaram agências reguladoras estaduais de serviços públicos.

19 Para um maior aprofundamento desta questão ver Souto (1999).

20 Para uma discussão sobre o *timing* do processo de privatização *versus* regulação, ver Pinheiro (1999). No caso específico do setor elétrico, ver Pires (1999c) e Alveal (1999).

Como exemplo, pode-se citar a superposição de funções entre a agência e o Ministério das Minas e Energia, durante a apuração das razões do blecaute de março/1999 e dos problemas de fornecimento no verão de 1998 no Rio de Janeiro.²¹

2.4. O Processo de Privatização

A proposta de modelagem de privatização do setor elétrico adotou uma estratégia gradualista visando, de forma concomitante, reduzir a dívida pública e melhorar a eficiência produtiva e a capacidade de investimento das empresas. O governo priorizou a venda das empresas do segmento de distribuição por entender que dificilmente conseguiria atrair interessados para os ativos de geração caso não houvesse a perspectiva de um mercado atacadista privado de energia, no qual estariam eliminados os riscos de calote nas transações de venda de energia.²²

Dessa forma, além de privatizar as distribuidoras federais – Light e Escelsa –, o governo procurou estimular a venda de distribuidoras estaduais criando o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), pelo qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados por conta do que seria obtido nos leilões, após aprovação do plano de privatização pelas Assembléias Legislativas Estaduais.²³ Como resultado desses estímulos, até fevereiro/2000, cerca de 65% do mercado nacional de distribuição já haviam sido transferidos para a iniciativa privada, com participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus (Tabela 2).

No que se refere ao segmento de geração, os ativos federais foram incluídos no Programa Nacional de Desestatização (PND), já tendo sido realizado o leilão da Gerasul – empresa que herdou os ativos de geração da Eletrosul após processo de cisão em que esta última se manteve estatal e com o controle dos ativos de transmissão. Conforme determinação da Lei 9.648/98, o governo vem tentando promover a cisão das demais empresas federais, originando, a princípio, as seguintes empresas: a) três a partir de Furnas (duas geradoras e um transmissora); quatro a partir da Chesf (três geradoras e uma transmissora) e, por fim, seis a partir da Eletronorte (duas geradoras isoladas, uma geradora que fornece para o sistema interligado – hidrelétrica de Tucuruí –, uma transmissora do sistema interligado e duas empresas integradas que atendem sistemas isolados).

21 O governo remeteu ao Congresso projeto de lei nº 549/2000 no qual propõe a obrigatoriedade de informação prévia, por parte das agências, aos Ministérios aos quais se vinculam e ao Ministério da Fazenda, “15 dias antes de disponibilizar ao público e às partes interessadas, as decisões que, direta ou indiretamente, venham a impactar as tarifas sob seu controle”. É importante que, na prática, esse novo compromisso não afete a necessária independência das agências reguladoras.

22 Nos anos 1990, o setor elétrico assistiu a pelo menos dois processos de calote seguidos de renegociação entre distribuidoras e geradoras de energia.

23 Para uma discussão sobre o papel do Pepe nas privatizações, ver Leal (1998).

Tabela 2
Processo de Privatização do Setor Elétrico Brasileiro (1995-1999)

<i>Empresa</i>	<i>Data da Venda</i>	<i>Principais Acionistas</i>	<i>Participação no Mercado Nacional (%)*</i>
I. Distribuição Sul-Sudeste-Centro-Oeste			
1. Escelsa/ES	12/07/95	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	2,2%
2. Light/RJ	21/05/96	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	9,0%
3. Cerj	20/11/96	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	2,4%
4.RGE/RS	21/10/97	VBC (Brasil), CEA (Estados Unidos)	1,9%
5. AES Sul/RS	21/10/97	AES (Estados Unidos)	2,4%
6. CPFL/SP	01/11/97	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil)	7,1%
7.Enersul/MS	19/11/97	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	1,0%
8. Cemat/MT	27/11/97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	0,95%
9. Metropolitana/SP	15/04/98	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	13,7%
10. Elektro/SP	16/07/98	Enron (Estados Unidos)	4,1%
11. Bandeirante	17/09/98	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil), EDP (Portugal)	9,2%
II. Distribuição Norte-Nordeste			
12. Coelba/BA	01/07/96	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	3,3%
13. Energipe/SE	01/12/97	Cataguases (Brasil), CM S (Estados Unidos)	0,6%
14. Cosern/RN	01/12/97	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	0,9%
15. Coelce/CE	02/04/98	Endesa(Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	1,9%
16. Celpa/PA	01/07/98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,2%
17. Celpe/PE	17/02/2000	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	2,4%
III. Geração			
18. Cachoeira Dourada/GO	05/09/96	Endesa (Chile)	0,03%
19. Gerasul/SC	15/09/98	Tractebel (Bélgica)	6,8%
20. Parapanema/SP	28/07/99	Duke-Energy (Estados Unidos)	4,9%
21. Tietê/SP	27/10/99	AES (Estados Unidos)	5,6%

Fonte: BNDES

Obs:

(*) Participação: Distribuidoras, por Energia Vendida e Geradoras, por Geração Bruta Total;

(**) A EDP (Portugal) adquiriu 73% do Grupo Iven em 25/08/99.

No entanto, o governo vem encontrando dificuldades para a consecução desse processo, tais como o equacionamento dos passivos trabalhistas no caso de Furnas, a definição sobre a regulação das águas no caso da Chesf e a forma de viabilização econômico-financeira dos sistemas isolados no caso da Eletronor-

te. O governo federal transferiu a coordenação do processo de privatização dessas empresas do Ministério de Desenvolvimento para o Ministério de Minas e Energia, visando dar agilidade ao processo. A previsão de início de funcionamento da Agência Nacional de Águas (ANA) para o primeiro semestre de 2000, acompanhada da definição do marco regulatório referente a gestão e uso das águas deverá contribuir para reduzir os óbices existentes para a privatização dos ativos hidrelétricos das empresas federais, sendo desejável, inclusive, que sejam desenvolvidos mecanismos de cooperação entre o novo órgão e a Aneel.

Paralelamente, o processo de privatização permanece sendo implementado por diversos estados, com destaque para a venda dos ativos do sistema de geração da Cesp/SP, cindido em três empresas de geração. As duas primeiras – a Parapanema e a Tietê – foram vendidas, respectivamente, em julho/99 e outubro/99. Em 2000, está prevista a venda da Cesp Paraná, empresa que detém 16,4% do mercado nacional de geração.

3. O Novo Modelo do Setor Elétrico

3.1. Introdução de Competição na Geração e na Comercialização

Em razão do forte poder de mercado das atuais incumbentes e da estrutura centralizada de operação do sistema elétrico brasileiro, a introdução da competição na geração e na comercialização representa um desafio bastante acentuado. Com este objetivo, o governo vem empregando uma série de mecanismos, discutidos a seguir, envolvendo estímulo à entrada (na geração) e a livre escolha do fornecimento de energia por parte de grandes consumidores (na comercialização).

No que se refere ao *segmento de geração*, um dos principais instrumentos adotados tem sido o estímulo à entrada de novos agentes, por meio de duas alterações regulatórias no recém-criado regime para remodelar as relações econômicas no setor:²⁴ nos critérios de licitação para a construção de novas plantas e no *status* dos operadores de plantas de geração a serem privatizadas.²⁵

Em relação ao primeiro aspecto, a Lei 9.468/98 estabeleceu que a licitação para a construção de novas *plantas de*

24 Essas alterações realçam o caráter *ad hoc* e com base em “regras de polegar” adotadas no setor elétrico.

25 Adicionalmente a essas medidas, a Lei 9.427/96 estabeleceu incentivos tarifários para os produtores independentes de pequenas centrais hidrelétricas (até 30 MW). A Aneel deve estipular percentual de redução de no mínimo 50% sobre as tarifas de uso do sistema de transmissão pagas por esses produtores.

geração pode ocorrer não somente pela escolha dos critérios da *menor tarifa* do serviço a ser prestado ou pelo de *maior valor ofertado pela outorga*, mas também pela combinação destes dois critérios ou pela combinação destes com o de *melhor técnica*. Esta alteração é importante porque traz mais flexibilidade para os interessados em participar da licitação e para o setor público na seleção de projetos.

Quanto ao segundo aspecto, a Lei 9.648/98 estende, a critério do regulador, o regime de produção independente para os casos de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica. Quando se tratar de geração de origem hídrica, essa mudança de regime dar-se-á de forma onerosa.

Tanto a *mudança do regime jurídico de concessionária para o de produtor independente* quanto a possibilidade de o *critério de licitação pelo maior valor ofertado ter um peso maior na composição da oferta a ser feita no leilão* proporcionam maior incentivo à entrada no segmento de geração, tendo em vista o maior grau de *liberdade do produtor independente no estabelecimento dos volumes e dos preços da energia comercializada*.²⁶

No entanto, ao perceber que a simples entrada de novos agentes poderá não garantir, por si só, a expansão da capacidade instalada na geração, a Aneel cogita recuar na trajetória de flexibilização por ela implementada. Para tanto, deverá adotar, nos próximos contratos de concessão, a obrigatoriedade de acréscimos de capacidade instalada por parte dos novos concessionários privados como, por exemplo, no caso de Furnas.²⁷

No que diz respeito à *comercialização de energia elétrica*,²⁸ a Lei 9.648/98 estabeleceu a imediata entrada em vigor da liberdade de escolha do fornecimento de energia para os consumidores com carga igual ou superior a 10 MW e que sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV. Essa energia, conforme abordado a seguir, já começou a ser comercializada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), por meio de contratos financeiros, de curto prazo (mercado *spot*) ou de longo prazo (contratos bilaterais), denominados “contratos do mercado atacadista de energia elétrica”.

26 A alteração do *status* de concessionária para o de produtor independente desonera os investidores da obrigação de servir. Esses novos critérios foram aplicados, pela primeira vez, na Gerasul, na privatização da única geradora federal privatizada até o primeiro semestre de 1999.

27 Essa obrigatoriedade foi incluída no contrato de concessão da Cesp Paranapanema, privatizada em 28/07/99, de forma que os agentes privados deverão investir o suficiente, num prazo de oito anos, para aumentar em 15% a capacidade de geração da empresa.

28 Tal como na experiência internacional, a comercialização é um novo segmento que está sendo criado no setor elétrico brasileiro, composto de corretores e varejistas que compram energia de distribuidores ou mesmo de geradores para vender para grandes consumidores.

3.1.1. Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)

O MAE foi criado por meio da Lei 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto 2.655/98,²⁹ e sua função é a de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados, visto que a diversidade geográfica e econômica brasileira – já discutida anteriormente – levou à criação de quatro submercados *spot* regionais (Norte, Nordeste, Sudeste e Sul-Centro-Oeste).

Por meio da celebração do Acordo de Mercado,³⁰ efetuado em 18/09/98, participam do MAE todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW, todos os varejistas (distribuidoras e comercializadores de energia) com carga anual igual ou superior a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW.

O preço da energia comercializada no mercado *spot* deverá apresentar oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e com a sua capacidade de atendimento da demanda.³¹ Em razão dessas oscilações, a previsão do governo é de que o total de energia a ser comercializada no mercado *spot* não deverá ultrapassar a parcela de 10% a 15% do total da energia transacionada no MAE. Na prática, o mercado *spot* deverá envolver tanto a oferta de sobras de energia (energia interruptível etc.) quanto a demanda para complementar eventuais necessidades de energia para atender às exigências contratuais dos agentes do setor elétrico [MME (1997)].

Para contornar a volatilidade do mercado *spot*, os agentes do setor elétrico destinarão um papel estratégico para a confecção de contratos bilaterais de longo prazo que, diferentemente da energia comprada no curto prazo, têm o preço da energia prefixado e, por isso, envolvem um grau bem menor de incerteza.

3.1.2. Período de Transição: os Contratos Iniciais

A imediata entrada em vigor da livre negociação de contratos de fornecimento de energia no MAE provocaria um choque nos preços da eletricidade no Brasil, pois o custo médio de suprimento, repassado para a concessionária monopolista de

29 O MAE assumiu a contabilização e a liquidação financeira das operações de curto prazo de compra e venda de eletricidade no dia 30/06/99.

30 O Acordo de Mercado estabelece as bases de funcionamento do MAE, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, a gestão econômico-financeira do mercado e a definição de suas regras comerciais.

31 Como já discutido anteriormente, devido à característica preponderantemente hidrelétrica do parque gerador brasileiro, devem ocorrer grandes oscilações no mercado *spot*, com preços baixos nos anos chuvosos e altos nos anos de seca. Em 1997, por exemplo, o custo marginal de curto prazo variou, na região Sudeste, de R\$ 0,52/MWh a R\$ 91,66/MWh [GCOI *apud* Santana e Oliveira (1999)].

distribuição, e desta para os consumidores finais, iria refletir os crescentes custos marginais de expansão do sistema.³²

Com o objetivo de mitigar os efeitos de um possível choque tarifário no início da implantação do novo modelo, o governo estabeleceu um período de transição, no qual estão sendo constituídos *contratos iniciais* entre geradores e compradores; na prática, nada mais do que a reprodução das mesmas cláusulas constantes dos atuais contratos de suprimento existentes.³³

Os contratos iniciais têm, por um lado, a vantagem adicional de aumentar a rentabilidade dos ativos de geração a serem privatizados, pois os novos agentes privados terão um fluxo garantido de receitas durante a sua vigência. Por outro lado, têm a desvantagem de provocar o adiamento da possibilidade de maior concorrência no segmento de suprimento de energia, uma vez que a sua *duração será de nove anos*.

Durante esse período, nos primeiros cinco anos (até 2003), a competição no segmento de geração ficará restrita a toda energia nova que for acrescida ao sistema pelos novos investimentos. Após essa data, nos últimos quatro anos, a quantidade de energia comercializada livremente será acrescida anualmente em 25% do volume dos contratos iniciais, estimulando gradualmente a concorrência nesse segmento.

Como os contratos iniciais tratam apenas dos preços de geração, a Aneel definiu que a tarifa de suprimento deveria ser dividida em dois componentes – geração e transporte –, segmento esse cujas tarifas serão discutidas mais adiante.

3.2. O Operador Independente do Sistema de Transmissão

A característica de monopólio natural do sistema de transmissão requer um tratamento regulatório adequado desse segmento para que não haja implicações negativas, tanto sobre o funcionamento competitivo dos segmentos de geração e comercialização, quanto para a eficiência do sistema.

Nesse sentido, a experiência internacional ressalta a importância de que a nova modelagem do segmento de transmissão, em especial a questão tarifária, atenda aos seguintes pré-requisi-

32 O custo médio de suprimento pode ser definido como a média do custo da expansão da capacidade de geração e das centrais geradoras em operação. Na experiência internacional como, por exemplo, no caso britânico, o custo médio de suprimento reduziu-se porque as novas plantas a gás tinham custos de produção menores que o custo médio das plantas em operação. No caso brasileiro, a situação é diferente porque os melhores aproveitamentos hídricos já foram utilizados, e tanto os custos das novas gerações hidrelétricas quanto térmicas são mais caros [Rosa et al. (1998)].

33 Esses contratos iniciais também têm a função de diluir no tempo os *stranded costs* (custos afundados) referentes ao programa nuclear – que não será privatizado – e às obras hidrelétricas paralisadas.

sitos [PIRES (1999a)]: a) tarifas de transmissão não discriminatórias para evitar subsídios cruzados entre os diferentes segmentos da indústria; b) tarifas adequadas para incentivar a expansão de rede nos pontos da rede onde for necessário e; c) neutralizar estímulos à congestão (restrições à capacidade de transmissão por sobrecarga elétrica em determinado ponto da rede).³⁴

A literatura existente sugere que a melhor alternativa para atender a esses quesitos seria a adoção da separação estrutural do segmento de transmissão em relação aos demais segmentos. Dessa forma não haveria estímulo para a prática de subsídios cruzados nem à congestão e se estaria conseguindo garantir o funcionamento “neutro” dos sistema de transmissão, evitando a possibilidade de práticas discriminatórias dos proprietários [PIRES (1999a)].

Frente às dificuldades políticas de efetuar-se essa separação, a maior parte dos países tem optado pela separação contábil, com a constituição de um órgão independente para gerir a rede, efetuar a cobrança de tarifas e fazer o planejamento indicativo da expansão do sistema [PIRES (1999b)]. As desvantagens desta alternativa em relação à separação total são realçadas por Araújo (1999) que, entre outras, mostra os riscos de manipulação da construção de novas linhas, no caso de grande concentração de mercado, para a apropriação de receitas de congestão pelos proprietários das redes de transmissão.³⁵

No caso brasileiro, o governo criou a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade similar ao Operador Independente do Sistema (*Independent Operator System – ISO*) implementado no contexto internacional.³⁶ Esta entidade privada é composta por representantes dos diversos agentes do setor, dos consumidores e do poder concedente, e tem a responsabilidade de controle operacional direto de todos os que compõem a rede básica³⁷ de transporte de energia elétrica, sejam eles de propriedade das empresas de geração, transmissão ou distribuição. Por meio de um Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), os proprietários das redes básicas de transporte fazem

34 No setor elétrico, as restrições físicas das redes fazem com que o funcionamento seguro do sistema de transmissão ocasione custos de congestão. Estes custos são definidos como aqueles provenientes da diferença entre a situação ótima (quando as plantas de geração são despachadas por critério de menor custo) e a situação de *second-best* (quando o operador é obrigado a substituir o despacho de um gerador de menor custo por outro localizado fora da área de congestão embora com custo maior). Para maiores detalhes, ver Pires (1999a).

35 O fato de uma linha de transmissão estar sobrecarregada em relação às demais faz com que suas tarifas de uso sejam relativamente mais caras do que outras, acarretando uma remuneração maior para seu proprietário pelo uso de sua rede.

36 O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, organizada sob a forma de associação civil. O ONS começou a funcionar em 01/03/99 e, desde então, passou a absorver, progressivamente, as atribuições até então de responsabilidade do Grupo Coordenador de Operação Interligada (GCOI), cuja coordenação era efetuada pela Eletrobrás.

37 Os critérios e a composição da rede básica de transporte foram estabelecidos, respectivamente, pelas resoluções da Aneel de nº 245/98 e 66/99. De acordo com essas resoluções, as redes básicas são representadas por todas as linhas de empresas do setor elétrico em tensões de 230 kV ou superiores.

uma cessão de direitos de controle operacional dos seus ativos para o ONS, mediante o pagamento de receitas que lhe remunerem os custos e os investimentos realizados.

As principais funções do ONS são as seguintes: a) garantir o livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; b) promover a otimização da operação do sistema elétrico, fazendo o planejamento e a programação da operação³⁸ e o despacho centralizado da geração; c) incentivar a expansão do sistema ao menor custo; d) administrar as redes básicas de transmissão.

Além de seguir a experiência internacional, o modelo brasileiro adotou a organização colegiada para o seu órgão diretor. O ONS é constituído por uma Assembleia Geral, um Conselho de Administração, uma Diretoria Executiva e um Conselho Fiscal, destacando-se, ainda, o Comitê de Arbitragem, que tem o objetivo de dirimir divergências entre os participantes.³⁹

3.3. Regulação da Concorrência

Em linhas gerais, no setor elétrico, a regulação da concorrência tem o objetivo de coibir condutas anticompetitivas – garantindo o livre acesso às redes de transporte de energia elétrica e vedando atos de concentração de mercado o que, em consonância com a regulação técnica – discutida a seguir – deverá permitir a harmonização da concorrência com as exigências de segurança e confiabilidade do sistema elétrico.

3.3.1. Regulação do Acesso

A regulação do acesso envolve dois aspectos centrais: a obrigatoriedade de *livre acesso* às redes de transporte (transmissão e distribuição) de energia elétrica e a definição de *tarifas de uso e conexão não discriminatórias* que, de forma concomitante, forneçam sinais econômicos adequados para a localização de centrais geradoras e de grandes consumidores além de assegurar a remuneração dos proprietários das redes.

38 O planejamento indicativo numa modelagem, na qual não existe a efetiva separação de propriedade dos ativos, é muito importante para se evitar a apropriação de rendas de congestão por parte de agentes de transmissão ou distribuição. Como bem observa Araújo (1999), devido às características físicas das redes elétricas, é possível congestionar o sistema expandindo uma linha escolhida “adequadamente”. Esta linha passa a carregar mais potência e sobrecarrega outras linhas”.

39 O Conselho de Administração é composto de 15 membros associados, sendo 13 eleitos por suas respectivas classes e dois são indicados (um pela Aneel e o outro pela Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia). A composição dos 13 associados eleitos é a seguinte: três agentes de geração, três da transmissão, três da distribuição, um da comercialização, um dos consumidores livres e dois dos Conselhos de Consumidores. Segundo o estatuto do ONS, a diretoria executiva será composta por um mínimo de três e um máximo de quatro diretores, eleitos pelo Conselho de Administração. Tanto este quanto a diretoria executiva terão um mandato de três anos, podendo ser reeleitos uma vez.

No modelo brasileiro, o livre acesso às redes de transporte foi assegurado pela Lei 9.648/98, que estabelece a obrigatoriedade de permissão de passagem de blocos de energia transacionados pelos agentes do MAE, mediante a cobrança dos devidos encargos pela utilização das linhas de transporte de energia elétrica.

Para que o livre acesso se tornasse efetivo, foi necessário que a Aneel definisse os ativos que comporiam o sistema de transporte de energia e, a partir daí, regulamentasse as regras tarifárias de acesso. Como a rede de transporte é composta pelos ativos de transmissão e de distribuição, a Aneel tomou três procedimentos: definiu a rede básica de transmissão, estipulou as condições gerais de contratação do direito de uso e de conexão aos sistemas de transmissão e distribuição e, por fim, determinou as tarifas de uso tanto da rede básica de transmissão quanto da rede de distribuição.

Como visto anteriormente, os *critérios e a composição da rede básica* do sistema elétrico foram estabelecidos, respectivamente, por meio das Resoluções 245/98 e 66/99, que permitiram a separação dos ativos de transmissão (rede básica, ou seja, linhas com tensão igual ou superior a 230 kV) dos de distribuição (rede não básica, isto é, linhas com tensão inferior a 230 kV).⁴⁰

As *condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição* de energia elétrica foram estabelecidas pela Resolução nº 281/99.⁴¹ Esta resolução procurou dar contornos definitivos à questão, inclusive para os novos investimentos em transmissão, haja vista que a Resolução nº 142/99 – com base na portaria 459/97 – já havia definido os valores iniciais que irão compor a receita permitida de cada uma das empresas de transmissão.⁴²

Por fim, *as tarifas de uso* das instalações de transmissão, componentes da rede básica, e dos sistemas de distribuição foram estabelecidas, respectivamente, pelas resoluções Aneel de nº 282 e 286, ambas de 1999.

De acordo com as novas resoluções, a recuperação das receitas de transmissão será obtida com o pagamento de encargos de uso pelos geradores e consumidores numa proporção de,

40 Conforme análise anterior, o controle operacional das linhas que compõem a rede básica será feito pelo ONS, enquanto as demais linhas permanecerão sob a administração das distribuidoras. Vale ressaltar que a Resolução nº 245/98 também prevê a possibilidade de atualização anual da rede básica. Assim, em razão de mudanças de tipologia das linhas de transmissão, o ONS poderá sugerir à Aneel que determinadas linhas que estejam sob a administração das distribuidoras sejam incorporadas à rede básica.

41 Esta Resolução revogou a portaria nº 459/97 do DNAEE que já havia definido, transitoriamente, as tarifas de referência para os encargos de uso da rede e os custos de conexão, com base nas características das zonas geoeletricas em que se conectassem os geradores e os consumidores.

42 Estas empresas serão submetidas ao regime tarifário *revenue cap*, mediante o qual a receita permitida inicial será reajustada pela variação inflacionária menos um fator de eficiência para estimular ganhos de produtividade.

aproximadamente, 50% para cada um desses segmentos.⁴³ Além disso, os valores das tarifas de acesso foram definidos, a exemplo de alguns países, de acordo com o critério “por zona” ou “nodal”, por meio do qual são estabelecidos “selos” que reflitam os custos ao longo dos diferentes pontos da rede básica.

Com a metodologia aplicada, a Aneel pretende atingir dois objetivos. O primeiro é evitar o risco do fenômeno *pancaking*,⁴⁴ de forma que, por exemplo, um gerador, uma vez paga a tarifa de transmissão correspondente à zona a que está conectado, pode assinar contratos com qualquer demandante, em qualquer região, sem custos de transmissão adicionais. O segundo objetivo é fazer com que as tarifas emitam sinais econômicos para a localização ótima de investimentos e de grandes consumidores de forma que, por exemplo, sejam mais caras nas localidades que têm maior concentração de carga e menor disponibilidade de capacidade de geração.

No entanto, no que se refere à rede não básica, a situação é mais complexa em razão dos seguintes aspectos: a) não existem informações suficientes para permitir a aferição exata dos valores dos serviços prestados pelas instalações de distribuição;⁴⁵ b) a estrutura tarifária brasileira, por não sofrer revisão desde os anos 80, está desatualizada e apresenta distorções em relação aos custos de atendimento de cada subclasse de consumidores; c) a cobrança contábil dos encargos de uso da rede deve ser feita de forma separada da comercialização; e d) as receitas provenientes desses serviços têm implicações no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. Por todas essas razões, a Resolução Aneel nº 286/99 estabeleceu que, num prazo de seis meses, as concessionárias de distribuição deverão submeter ao regulador a aprovação de proposta de estrutura tarifária e de valores a serem cobrados pelo uso de sua rede em cada segmento de tensão. Dessa forma, adicionalmente, o regulador estabeleceu que os valores tarifários de transmissão iniciais irão compor a receita permitida de cada uma das empresas de transmissão que, a partir daí, serão submetidas ao regime tarifário *revenue-cap* mediante o qual a receita permitida inicial será reajustada pela variação inflacionária menos um fator de eficiência para estimular ganhos de produtividade.

43 A partir do estabelecimento de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (Cust), os geradores pagarão encargos com base na capacidade instalada, enquanto os consumidores pagarão encargos com base no uso máximo durante o período de pico do sistema de transmissão. Já os contratos de conexão à transmissão (CCT) serão firmados mediante negociação com os proprietários das redes.

44 O fenômeno conhecido como *pancaking* é definido como aquele no qual o preço final das “tarifas de pedágio” torna-se maior do que o valor da transação efetuada, inviabilizando-a economicamente [Pires (1999a)].

45 Vale frisar que, diferente do caso da transmissão, cuja metodologia estabelece um selo único para cada zona elétrica, no caso da distribuição, as tarifas que darão origem aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (Cusd) devem se basear na segregação dos custos atribuídos ao serviço pelos diversos níveis de tensão.

Outro aspecto importante é a obrigatoriedade de permissão de passagem de blocos de energia transacionados pelos agentes do MAE, cobrando os devidos encargos pela utilização de suas linhas (rede básica com tensão maior ou igual a 69 kV).

3.3.2. Prevenção de Abuso de Poder Dominante

A Aneel adotou três mecanismos básicos para a prevenção de abuso de poder dominante e de concentração de mercado: desagregação vertical, separação contábil e ação preventiva e de monitoramento dos atos de concentração de mercado.

Em relação à *desagregação vertical*, a orientação é que os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização sejam separados estruturalmente para prevenir possíveis cobranças discriminatórias da rede de distribuição, permitir a visualização de custos específicos pelos consumidores e facilitar a ampliação do mercado não cativo.⁴⁶

A orientação de desagregação vertical foi sugerida pelos consultores da Coopers & Lybrand mas só é obrigatória para as empresas federais incluídas no PND – Furnas, Eletronorte e Chesf –, que estão em processo de cisão e formação de subsidiárias.⁴⁷ Entretanto, a medida vem sendo adotada voluntariamente por alguns Estados que efetuaram processos de privatização de empresas integradas, como ocorreu no Rio Grande do Sul e em São Paulo.

De fato, a experiência internacional demonstra que a desverticalização é a forma mais eficaz de se garantir o livre acesso à rede de transmissão, tendo em vista as grandes assimetrias de informação existentes no caso de uma firma integrada, de difícil percepção para o regulador, que assim poderá zelar com maior eficácia para garantir o livre acesso à rede de transmissão e monitorar as práticas dos agentes do MAE.⁴⁸

Além disso, a limitação expressa à integração vertical pode funcionar em períodos limitados de tempo – em especial na

-
- 46 Adicionalmente à desagregação vertical, uma outra medida regulatória preventiva importante é a exigência de separação horizontal das atividades. A razão disso é o processo de convergência setorial do setor elétrico com o setor de telecomunicações, em especial por parte de empresas que têm ativos de transmissão, com o objetivo de transmitir sinais de telecomunicações por meio de fibras ópticas ou de cobrar pelo direito de passagem em suas redes. Nesse caso, a separação de atividades é recomendável para se evitar o risco de obtenção de subsídios cruzados no mercado regulado (energia) para a conquista de posições no mercado desregulado (transmissão de dados de telecomunicações).
- 47 Como visto, essa resolução foi aplicada na Eletrosul, cujos ativos de geração formaram a Gerasul e foram privatizados em 15/09/98. Os ativos de transmissão permaneceram em poder estatal.
- 48 Deve-se ressaltar que o relatório preliminar dos consultores recomenda monitoramento pelo ONS e pela Aneel das declarações dos geradores sobre as suas capacidades disponíveis para o despacho, com o objetivo de evitar distorções que gerem ganhos comerciais indevidos [Coopers & Lybrand (1997)]. Essa medida deverá atenuar a ocorrência de problemas semelhantes aos verificados no caso britânico, em que o duopólio na geração manipulava as informações sobre a capacidade declarada para elevar os preços do *pool*.

transição para um ambiente mais competitivo –, para viabilizar o estabelecimento de novos competidores e haver um aumento da contestabilidade do mercado. Após esse período de transição, graus de integração vertical podem ser readmitidos pelo regulador desde que os benefícios desses atos sejam distribuídos equitativamente entre participantes do mercado e consumidores, tais como os ganhos de produtividade e melhoria da qualidade de serviços.

Por sua vez, a *separação contábil*, além de ser uma decorrência do processo de verticalização, vem sendo adotada de forma generalizada pela Aneel, a partir da celebração de contratos de concessão por segmentos de negócios das concessionárias. Embora paliativa – sua eficácia é prejudicada pelas assimetrias informacionais pró-firmas –, a separação contábil adquire particular importância em razão de existirem empresas com capacidade de geração expressiva e que não efetuaram a separação estrutural, conforme é o caso da Cemig/MG e da Copel/PR.

Em relação ao *controle preventivo dos atos de concentração de mercado*, a nova legislação do setor elétrico, por meio da Resolução nº 94/98 da Aneel, estipulou uma série de limites à composição acionária, à propriedade cruzada e à política de compra de energia entre os agentes. Segundo essa resolução, é vedado aos agentes do mercado:

- deter mais do que 20% da capacidade instalada nacional ou 25% e 35%, respectivamente, da capacidade existente nos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste;
- deter mais do que 20% do mercado nacional de distribuição ou 25% e 35%, respectivamente, do mercado de distribuição dos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste;
- possuir participação cruzada na geração e distribuição que resulte em percentual superior a 30% considerando-se o somatório aritmético da participação nos dois mercados;⁴⁹

Além disso, após o vencimento dos contratos iniciais, uma empresa de distribuição só poderá adquirir energia elétrica de empresas de geração a ela vinculadas ou destinar energia por ela mesmo produzida (*self-dealing*) para o atendimento de consumidores cativos até o limite de 30% dos requisitos anuais de energia desses consumidores.

49 Nesse caso, por exemplo, é vedado a uma empresa deter, ao mesmo tempo, 20% do mercado de geração e 15% do mercado de distribuição.

3.3.3. Regulação Técnica

Com o objetivo de compatibilizar a liberalização do mercado com o despacho ótimo do sistema interligado, a nova legislação do setor elétrico criou formas de *regulação técnica* da concorrência, estabelecendo o despacho centralizado, criando regras técnicas de segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos. Dessa forma, todos os agentes do mercado ficam sujeitos às normas de despacho, de segurança e aos procedimentos estabelecidos pelo ONS.

No novo modelo, os geradores deverão declarar sua disponibilidade de energia para o ONS, que, após a análise dos dados técnicos dessas empresas, estabelecerá um programa de despacho da energia, de forma a otimizar centralizadamente o sistema hídrico brasileiro. A receita do gerador deverá ser igual à receita equivalente à energia firme que ele colocar em disponibilidade para o sistema, independentemente de sua carga total ser despachada ou não. O objetivo dessa medida é o de compartilhar os riscos hidrológicos entre as usinas hidrelétricas.⁵⁰ Isso faz com que *a lógica do mercado seja subordinada à lógica da operação otimizada centralizada*, já que poderão existir casos em que, embora o gerador declare uma certa disponibilidade, apenas parte dela deverá ser despachada pelo ONS para não afetar o despacho ótimo de todo o sistema interligado.

O cumprimento dessas normas é muito importante porque a operação do ONS tende a se tornar mais complexa com a premente entrada de novos atores privados, em especial na transmissão, fato esse que ocorrerá a partir da licitação, por parte do governo, de concessões para a expansão e a operação da rede básica nacional.⁵¹

3.4. A Regulação do Mercado Cativo

A reforma do setor elétrico prevê a redução progressiva do segmento de consumidores cativos. Dessa forma, a partir de julho de 2000, poderão comercializar livremente a energia requerida todos os consumidores com carga mínima de 3 MW e atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Além disso, a partir do ano de 2003, o Poder Concedente poderá estabelecer reduções nesses limites, para aumentar, assim, a abrangência de consumidores com essa opção. Deve ser ressaltado que esse cronograma é bastante gradual se comparado com a experiência internacional,

50 O compartilhamento dos riscos hidrológicos será feito pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), também estabelecido pelo Decreto 2.655/98. Para um aprofundamento, ver Coopers & Lybrand (1997).

51 Exemplo disso foi a dificuldade enfrentada pela ANEEL para apurar a responsabilidade nos problemas técnicos que geraram o blecaute de março/1999. O órgão regulador somente concluiu suas investigações em setembro/1999, quando foram imputadas penalidades para Furnas e Epte/SP.

considerando-se, inclusive, que em alguns países europeus e regiões dos Estados Unidos, não se verifica atualmente nenhuma limitação de carga ou tensão para a livre comercialização de energia.

Como o percentual de consumidores cativos se manterá bastante elevado no Brasil no médio e longo prazos, a regulação tarifária exerce uma função crucial para garantir que os consumidores finais possam usufruir dos benefícios esperados com as reformas.

Outro aspecto relevante a ser considerado na regulação tarifária brasileira é o fato de a atual margem de lucro das distribuidoras ser bastante expressiva. Isso pode ser verificado pelo patamar da tarifa média de suprimento – estimada em R\$27,59 em preços médios do ano de 1998 – equivar a apenas 40% da tarifa média de fornecimento, estimada em R\$ 67,90 para o mesmo ano. Essa relação é inferior à apresentada pelo padrão internacional, situado, em média, em nível superior a 60% [Elektrobrás (1996)]. Isso significa que as tarifas de distribuição encontram-se em patamares elevados, muito superiores às necessidades de remuneração do segmento [Pires e Piccinini (1998)].

Para tentar remediar esse problema e considerando que apenas os consumidores livres poderão ter acesso ao MAE, a Aneel adotou três medidas básicas, que serão analisadas separadamente nos próximos itens deste trabalho:

- reversão de ganhos no MAE para os consumidores, com o estabelecimento de limites para o repasse, nas tarifas de fornecimento cobradas do consumidor cativo, dos preços livremente negociados na aquisição de energia no mercado de atacado;
- regulação tarifária com base no regime *price cap* (preço-teto) para as tarifas de fornecimento cobradas do consumidor final;
- adoção de cláusulas de fiscalização da qualidade dos serviços nos contratos de concessão das distribuidoras.

3.4.1. Reversão de Ganhos no MAE para os Consumidores

Para permitir que os consumidores cativos também possam se beneficiar dos ganhos obtidos pelas concessionárias na livre negociação no MAE, a Aneel, por meio da Resolução nº 233/99, estabeleceu Valores Normativos (VN) – relacionados na Tabela 3 a seguir –, definidos por tipo de fonte de energia, que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços

Tabela 3
Valores Normativos por Tipo de Geração

<i>Fonte de Geração</i>	<i>Valor Normativo (R\$/MWh)</i>
Competitiva	57,20
Termelétrica Carvão Nacional	61,80
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	71,30
Termelétrica Biomassa	80,80
Usina Eólica	100,90
Usina Solar Fotovoltaica	237,50

Fonte: Aneel(Resolução 233/99).

livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias.

A determinação do valor normativo envolve alguns problemas importantes. Existe uma diversidade de custos muito elevada entre as centrais geradoras de eletricidade e de curvas de carga dos mercados. O dilema regulatório é que se a Aneel utilizasse VN específicos, que refletissem os custos de geração de cada submercado, inibiria a possibilidade de competição, enquanto, na preocupação de ser único, se refletisse o maior custo, geraria lucros extraordinários para os geradores de menor custo. [Oliveira e Losekann (1999)].

Apesar dessas dificuldades, com base em simulações de custo, a Aneel optou por definir um VN único nacional.⁵² Dessa forma, quando os contratos de fornecimento entre os geradores e as distribuidoras ficarem acima desses valores – por exemplo, R\$ 57,20/MWh para a energia gerada de forma competitiva –, a diferença não poderá ser transformada em aumento de tarifa e terá que ser absorvida pela distribuidora.

3.4.2. Regulação Tarifária

Desde 1996, os contratos de concessão das distribuidoras privatizadas passaram a estabelecer o regime tarifário *price cap* (preço-teto), que também é aplicado numa série de países. Este regime tarifário consiste na estipulação, pelo regulador, de um preço limite inicial, a ser cobrado pelas concessionárias, a vigorar até a próxima revisão tarifária. Durante esse intervalo, o preço-teto é reajustado anualmente por um índice de preços – no caso do Brasil, o IGPM –, menos um fator *X* de produtividade.

Esse método tem duas consequências. A primeira é permitir que a empresa se aproprie de qualquer ganho de produtividade

52 Na determinação dos valores normativos iniciais, a Aneel analisou diferentes projetos de geração hidro e termelétricos, adotando nos estudos econômicos-financeiros taxas de desconto entre 12% e 15% ao ano. [Aneel (1999)].

obtido no período entre as revisões tarifárias que seja superior ao fator de redução (fator X) estabelecido pelo regulador. Isso funciona, na prática, como um incentivo à eficiência produtiva. A segunda consequência é permitir que os consumidores possam se apropriar de parte dos ganhos de produtividade obtidos pela concessionária, haja vista que quanto maior for o valor de X menor será o valor do reajuste anual das tarifas.⁵³

Adicionalmente, o regime *price cap* prevê o repasse para as tarifas de todos os custos provocados por eventos econômicos que fujam ao controle ou previsibilidade da concessionária. Estes custos compõem o fator Y da fórmula geral do *price cap*, conhecida como $IGPM - X + Y$. No caso brasileiro, como resultado prático dessa previsão de repasse, as tarifas de fornecimento estão sendo majoradas por conta da elevação do custo do suprimento da energia adquirida da Binacional Itaipu, que, por sua vez, é calculado em dólares.

Na prática, como o redutor tarifário referente ao fator de produtividade a ser repassado para os consumidores (fator X) foi estipulado como zero, os consumidores só serão efetivamente beneficiados com a sua aplicação caso venha ocorrer a alteração do seu valor durante a revisão tarifária.⁵⁴

A definição do valor inicial do fator de produtividade refletiu a preocupação de se garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão a longo prazo, tendo em vista a sua estrutura tarifária inicialmente estabelecida.⁵⁵ No entanto, conforme será aprofundado mais adiante, as evidências práticas têm demonstrado que os parâmetros atuais da fórmula *price cap* deverão ser aperfeiçoados nas revisões tarifárias, considerando os impactos negativos para o bem-estar social da apropriação integral, por parte das concessionárias, dos benefícios resultantes dos esforços de redução de custos.

3.4.3. Fiscalização da Qualidade dos Serviços e Universalização do Atendimento

No setor elétrico, embora os contratos de concessão não sejam padronizados, existem procedimentos gerais estabelecidos pela Aneel que são seguidos pelos diversos governos estaduais,

53 A orientação da Coopers&Lybrand é que nas próximas revisões tarifárias das distribuidoras seja adotado o regime *revenue-cap* (receita permitida), a exemplo do que vem ocorrendo no segmento de transmissão [Coopers & Lybrand (1997)]. Em linhas gerais, a diferença básica do *revenue cap* para o regime *price cap* é um aumento da liberdade de discriminação de preços por parte da empresa, desde que a receita final se iguale à receita permitida pelo regulador. Para uma análise mais detalhada, ver Pires e Piccinini (1998).

54 Foi estabelecido o prazo revisional de oito anos para o caso da Light, sete para a Cerj, e cinco ou quatro anos para as demais distribuidoras privatizadas. Dessa forma, as revisões tarifárias deverão se concentrar entre os anos 2002 e 2003.

55 O adequado aprofundamento dessa importante questão exige um espaço que o presente artigo não permite. No entanto, para uma análise das principais questões que envolveram a elaboração do contrato de concessão das primeiras privatizações, ver Gomes e Monnerat (1996).

com o objetivo de prever a incidência de multas e penalidades para o caso de não cumprimento dos níveis de qualidade de atendimento. Esse aspecto é muito importante porque a experiência internacional demonstrou que o método *price cap*, ao induzir a redução de custos por meio do fator *X*, não assegura, endogenamente, o aprimoramento da qualidade dos serviços. Ao contrário, a sujeição a um preço-teto faz com que a firma apresente uma tendência ao subinvestimento para melhoria do atendimento aos consumidores [Pires e Piccinini (1998)].

Como reflexo dos elevados níveis de atendimento das áreas urbanas, o enfoque dos contratos de concessão das distribuidoras de eletricidade – diferentemente do setor de telecomunicações, no qual foram estipuladas metas explícitas de universalização – incide na manutenção dos níveis atuais de fornecimento em padrões de qualidade adequados.⁵⁶ Todavia, para suprir as necessidades de fornecimento nas áreas geográficas ainda não atendidas – em especial, nas áreas rurais ou de baixa renda – existe a previsão de que as obras necessárias para expansão e ampliação do sistema elétrico sejam realizadas pela concessionária até o limite do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nos contratos de concessão. A partir desse patamar, os governos estaduais devem fazer o ressarcimento às concessionárias da diferença entre o custeio das obras e o limite de investimento de responsabilidade das empresas.

4. Desafios e Perspectivas

As reformas do setor elétrico brasileiro encontram-se numa fase de transição. Os principais pilares do novo marco regulatório já foram instituídos, visando ao alcance do difícil objetivo de se conciliar a promoção de um ambiente competitivo com a manutenção da coordenação do sistema elétrico. Embora a experiência internacional demonstre que essa possibilidade é exequível, no caso brasileiro – que lida ainda com o desafio adicional de se tratar de parque hidrelétrico e com necessidade de rápida expansão – ainda não foram emitidos sinais regulatórios efetivos de como irá ser atingida essa harmonização.

As regras setoriais estabeleceram mecanismos de regulação técnica – ênfase na coordenação – e de regulação econômica – ênfase na prevenção de abusos de poder de mercado e defesa da concorrência. Entretanto, o setor se ressentia fortemente do

56 No entanto, é possível verificar metas de universalização em determinados contratos, sejam elas quantitativas (caso da Cemat/MT) ou qualitativas (caso da Energipe/SE). No primeiro caso, os contratos estabelecem prazos máximos para que a concessionária faça a assunção de novos municípios atendidos de forma precária. No segundo caso, os contratos fazem a previsão de prazos máximos para o atendimento de pedidos de ligação, ou seja, garantindo que a cada nova demanda haja o pronto atendimento por parte da concessionária.

fato de o processo de privatização ter sido iniciado de forma paralela ao novo modelo e de o estabelecimento das novas regras não ter sido coordenado preliminarmente.⁵⁷

Em razão desse descompasso, as dificuldades da Aneel são ainda mais substanciais e permanece uma série de desafios regulatórios, em especial no que se refere à expansão da oferta de energia, à expansão dos sistemas de transmissão, à consolidação de um sistema competitivo na geração e comercialização de energia, à obtenção de ganhos de eficiência e de produtividade e à reversão de ganhos para os consumidores.

4.1. Expansão da Oferta

A indefinição sobre um conjunto de aspectos do novo marco regulatório fez com que, após o início das reformas, o incremento dos investimentos em geração não ocorresse no volume necessário para a garantia da expansão da oferta, restringindo-se, basicamente, à retomada de obras paralisadas – condição prevista na Lei de Concessões – e à construção de novas usinas, por parte de produtores independentes e das novas concessionárias de distribuição interessados em reduzir a sua dependência de suprimento até o limite de integração vertical estabelecido pela Aneel. A explicação para isso reside tanto na grande incerteza quanto à evolução de custos e preços, como nas regras regulatórias criadas para manter o despacho ótimo do sistema. Esses fatores vêm impactando negativamente as decisões de investir em obras de geração necessárias para garantir a expansão do sistema e serão analisados a seguir.

No que se refere aos custos do sistema, é evidente que o setor elétrico se beneficiou das possibilidades de aproveitamento ótimo da base hídrica existente, atingindo uma das tarifas de suprimento mais baixas do mundo. Todavia, essas perspectivas se esgotaram e o novo potencial existente encontra-se distante dos centros de consumo (região amazônica) e, consequentemente, com elevados custos e perdas de transmissão decorrentes de seu aproveitamento. Dessa forma, a redução dos custos marginais de geração estará muito ligada às perspectivas do aproveitamento do gás natural importado – existe um grande potencial com a conclusão do gasoduto Bolívia-Brasil e as importações da Argentina – e das eventuais descobertas de reservas pela Petrobras.⁵⁸

57 Como consequência, são comuns “zigzagues” nas políticas regulatórias. Exemplos disso são a flexibilização do *status* dos operadores versus a obrigatoriedade de novos investimentos em plantas de geração, o estabelecimento de *price caps* sem a estipulação de redutores de produtividade e o fim do planejamento centralizado vis-à-vis o plano emergencial de energia elétrica para os novos investimentos de geração.

58 A experiência internacional mostra que as centrais geradoras de ciclo combinado, alimentadas com gás natural, trazem inúmeras vantagens de custos, visto que, além de poderem ser construídas próximas dos centros de carga, não trazem impacto ambiental negativo e envolvem, ainda, pequeno prazo de maturação dos projetos [Pires (1999a)].

A grande dificuldade, no entanto, é que o país é fortemente dependente de importações destes insumos que tiveram seus custos majorados em razão da desvalorização do dólar no início de 1999.⁵⁹

Em relação às incertezas provocadas pelas novas regras regulatórias, trata-se das dificuldades existentes para a entrada de produtores independentes, tanto de novas hidrelétricas quanto de novas térmicas com base no gás natural. Como não existe, na prática, competição entre as plantas hidrelétricas – vis-à-vis os mecanismos de realocação de energia e o despacho centralizado já discutidos anteriormente – o produtor independente de energia hidrelétrica terá que se ajustar ao despacho coordenado, o que não lhe permite autonomia decisória. Por sua vez, aquele que construir térmicas inflexíveis com base no gás natural terá que competir com o sistema hídrico coordenado, em condições de mercado desfavoráveis.⁶⁰ Por fim, como os geradores térmicos flexíveis funcionarão como “apêndices” do sistema hídrico, a tendência é que apenas os proprietários das hidráulicas se aventurem a construir esse tipo de usinas. Adicionalmente, conforme será discutido mais adiante, existe o problema de negociação do suprimento de insumos (gás natural) com as distribuidoras estaduais de gás natural que detêm monopólios regionais em suas áreas de atuação.

Diante da sinalização do Plano Decenal de Expansão 1999/2008 do Grupo de Coordenação e Planejamento Setorial (GCPS) sobre o risco de déficit de fornecimento superior ao limite considerado compatível ao sistema elétrico brasileiro, de 5%, entre os anos de 1999 e 2001 – Tabela 4 –, o Ministério de Minas e Energia (MME), a Aneel e o BNDES adotaram um conjunto de medidas emergenciais para induzir e viabilizar o aumento da oferta de eletricidade no curto prazo que representa um “desvio de rota” na estratégia de liberalização do mercado elétrico [Pires (1999c)].

A Aneel espera mitigar os riscos de déficit de energia e os efeitos negativos dos aspectos aqui discutidos relativos às expectativas dos novos investidores com a divulgação dos já discutidos valores normativos para a geração elétrica, que serviram como parâmetro para as transações da “energia nova” no MAE, permi-

59 A desvalorização cambial afetou também os custos de importação de equipamentos para geração térmica. Adicionalmente, o mercado de turbinas a gás está superaquecido, o que pode representar mais um elemento de dificuldades para a geração térmica no curto prazo *Revista Brasil Energia* (1999)].

60 O novo modelo cria dois tipos de usinas: flexíveis e inflexíveis. As usinas flexíveis são aquelas que atuam em complementaridade ao modelo hidrelétrico, normalmente em períodos de ponta do sistema. Já as usinas inflexíveis são aquelas em que o despacho se dá independentemente da disponibilidade de energia no sistema hidráulico. Para uma discussão aprofundada sobre o papel de cada um desses tipos de usinas, ver Oliveira (1998), que levanta a possibilidade de que, como as térmicas inflexíveis serão despachadas independentemente da disponibilidade de energia no sistema hidráulico, corre-se o risco de se “vir a jorrar energia pelos vertedouros das centrais hidrelétricas enquanto combustíveis, provavelmente importados, são queimados nas centrais térmicas”.

Tabela 4
Riscos de Déficit de Energia (%) – Sistema Elétrico Brasileiro

<i>Ano</i>	<i>Sul</i>	<i>Sudeste/Centro-Oeste</i>	<i>Norte</i>	<i>Nordeste</i>
1999	5,8	5,4	1,4	2,4
2000	9,9	9,8	4,7	5,1
2001	4,0	6,4	4,0	4,7
2002	2,1	3,0	3,0	2,9
2003	0,9	1,5	2,0	2,0
2004	1,1	1,6	2,1	2,0
2005	1,2	1,8	2,3	2,6
2006	0,7	1,5	2,1	3,2
2007	0,8	1,1	2,1	2,9
2008	0,9	1,6	2,6	4,1

Fonte: *Plano Decenal de Expansão 1999/2008 – GCPS apud Geset 1/AI – BNDES (1999)*
Obs: Os números em negrito ressaltam os anos em que o risco de déficit é maior do que 5%.

tindo, entre outras coisas, que os investidores em geração tenham maior previsibilidade de suas receitas.⁶¹ Além disso, o regulador irá exigir das distribuidoras a comprovação de garantias de condições de atendimento, no longo prazo, de seu mercado cativo com o objetivo de estimular as concessionárias a estabelecerem contratos de compra de energia que viabilizem a construção de novas térmicas [MME (1999)].⁶²

Por sua vez, com o objetivo de contribuir para a superação do período crítico de suprimento de energia dos anos 1999 a 2001, o BNDES criou o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, aplicáveis para obras de geração identificadas como prioritárias pelo Ministério das Minas e Energia (MME).⁶³

Complementarmente, o MME autorizou a Eletrobrás a atuar como comercializadora de energia, celebrando contratos de compra antecipada de energia com os investidores em geração térmica, denominados *Power Purchase Agreement* (PPA), para reduzir as incertezas quanto ao retorno dos novos projetos privados em termelétricas a óleo ou gás natural, o que terá o efeito,

61 Como visto anteriormente, esse preço irá definir, também, os custos de fornecimento de energia que poderão ser repassados, pelas distribuidoras, para os consumidores finais.

62 Entre as medidas adicionais que estão sendo estudadas pela Aneel, destaca-se a alteração de itens da Resolução 233/99 de forma a introduzir tanto a flexibilização dos percentuais de ponderação do valor normativo para a geração termelétrica a gás natural – objetivando absorver as variações cambiais e do preço do combustível – quanto o repasse automático da variação de custos de geração para as tarifas de suprimento [MME (1999)].

63 As obras prioritárias compreendem 49 usinas termelétricas (sendo 43 com utilização do gás natural), e deverão crescer cerca de 15 GW na capacidade instalada até 2003. Para um detalhamento das condições financeiras do Programa de Apoio do BNDES, ver BNDES (1999).

inclusive, de facilitar a obtenção de financiamentos para a construção desses projetos. Além disso, promoveu-se uma redução do preço médio do gás natural destinado à geração termelétrica, para US\$ 2,26/MMBTU, com o intuito de compatibilizar o preço deste insumo com os valores normativos estabelecidos pela Aneel⁶⁴.

Espera-se que o conjunto dessas medidas seja suficiente para superar o período crítico de oferta do setor elétrico (até o ano 2001). De fato, os contratos PPA serão fundamentais para os investidores levantarem recursos para a construção das usinas e, conseqüentemente, reduzir o risco de déficit de energia. Além disso, as medidas adicionais referentes ao preço do gás e os mecanismos de financiamento fornecidos pelo BNDES deverão funcionar como indutores de investimento.

4.2. Expansão do Sistema de Transmissão

Em que pese a definição do regime tarifário pelo uso e pela conexão à rede de transporte e a constituição do ONS, persistem desafios regulatórios no segmento de transmissão, que precisam ser rapidamente respondidos para não afetar o funcionamento eficiente do setor e a própria expansão necessária do sistema de transmissão.

Os maiores problemas referem-se à tendência de concentração do mercado de energia elétrica – tanto na geração quanto na comercialização – e a efetiva capacidade da Aneel e do ONS para regular as obras de expansão do sistema de transmissão para que não sejam geradas rendas de congestão por motivo de comportamento estratégico de empresas integradas.

O exemplo britânico é bastante ilustrativo. No caso do Reino Unido, ficou evidenciado que a concentração do mercado de geração por parte de um duopólio permitiu que essas empresas se beneficiassem de rendas de congestão, não tendo sido possível para o regulador detectar, sem dificuldade, ações oportunistas na declaração de capacidade [(Pires (1999b))].

Da mesma forma, o planejamento indicativo da transmissão e a licitação das obras nos pontos considerados críticos irão requerer grande agilidade e capacidade de acompanhamento do regulador para identificar e punir possíveis manipulações dos agentes participantes, principalmente considerando-se o pequeno número de agentes participantes até o momento.

64 Para a obtenção desse valor, foi necessário que a Gaspetro, subsidiária da Petrobras, reduzisse o reajuste do preço do gás natural, que seria de 28,78%, aplicado em 01/08/1999, para 9,71%. Este preço, de caráter provisório, representa um *mix* envolvendo os preços do gás brasileiro e do gás importado da Bolívia, sendo que, para o Nordeste, nos primeiros cinco anos, o gás será totalmente nacional, a preços de US\$ 1,94/MMBTU. Os preços serão revistos anualmente, dependendo da maior ou menor disponibilidade de gás brasileiro.

Uma alternativa seria a constituição de um mercado secundário de contratos de congestão.⁶⁵ Em oposição à obrigatoriedade de livre acesso mediante uma remuneração tarifária definida pelo regulador, os donos dos ativos de transmissão poderiam negociar certificados de direitos de transmissão. Nesse modelo, os preços sinalizariam aos agentes econômicos a melhor alocação dos investimentos na expansão da rede. Adicionalmente, a criação de um mercado secundário desses certificados teria a função de redistribuir as rendas de congestão a serem obtidas pelos agentes de geração ou distribuição nos locais de congestionamento do sistema de transmissão.

Essa proposta tem o mérito de superar as dificuldades políticas de separação contábil e de ser mais compatível com a liberalização do mercado. No entanto, conforme destacado por Araújo (1999), estaria sujeita à possibilidade de grandes oscilações em situações de crise (congestionamento do sistema) e requeriria a existência de mercados financeiros maduros e bem regulados, pressupostos ainda não existentes no Brasil.

Em razão das dificuldades políticas e legais de conclusão do processo de desverticalização e do processo descontínuo de privatização, a separação dos ativos de transmissão só ocorreu com a Eletrosul e as empresas paulistas (ver Tabela 1). Adicionando-se a isto o fato de que, como visto, determinados mercados locais apresentam forte concentração, corre-se o risco de que agentes manipulem informações a respeito de declaração de capacidade, por exemplo.

Para evitar esses riscos, é recomendável complementar o processo de desverticalização e de criação de empresa única de transmissão no médio e longo prazos (ou, na pior das hipóteses, uma para cada submercado de energia elétrica) antes que se consolidem contratos de difícil reversão e, no curto prazo, aprimorar a fiscalização para identificar eventuais distorções, aplicar as penalidades correspondentes para inibir comportamentos oportunistas de rede e garantir o cumprimento das obras do planejamento indicativo.

4.3. Consolidação de um Regime Competitivo na Geração e na Comercialização

Objetivando a obtenção de ganhos de eficiência, a aposta da reforma do setor elétrico é no desenvolvimento de um ambiente competitivo na geração e na comercialização. Para isso, foi adotada uma série de mecanismos de regulação e de defesa da concorrência, que, em linhas gerais, segue o instrumental aplicado na experiência internacional.

65 Um aprofundamento dessa proposta pode ser obtido em Araújo (1999).

O grande desafio, no entanto, é que, em razão da necessidade da constituição de uma série de mecanismos de regulação técnica para preservar o caráter coordenado do despacho do sistema hidráulico brasileiro e da já discutida intervenção governamental para suprir a ausência de investimentos, é possível vislumbrar-se que, no curto prazo, a competição será bastante reduzida. De fato, em decorrência das soluções adotadas, os contratos já estarão com os preços estabelecidos seja nos contratos iniciais, seja pela tendência em celebrar contratos bilaterais pelo sistema PPA para se atenuarem as incertezas existentes.

Como visto, na situação atual, os produtores independentes que construírem novas térmicas terão que contratar suas necessidades de suprimento de gás natural junto a monopólios regionais e competir, enquanto usinas inflexíveis, com um sistema coordenado de despacho de hidrelétricas e térmicas flexíveis. Nesse contexto desvantajoso para o produtor, a contratação prévia de PPA aparece como uma alternativa quase obrigatória para redução de riscos.

Alguns autores sugerem a possibilidade de aumentar a oferta de energia por meio do aproveitamento mais amplo da energia interruptível (energia não assegurada).⁶⁶ Trata-se da aquisição desta energia no mercado *spot* por conta dos operadores de centrais térmicas flexíveis, em razão de seu custo ser relativamente superior ao das usinas hidrelétricas. Com as térmicas podendo adquirir essa energia interruptível, ela seria automaticamente “firmada” pois, em caso de sua falta, as térmicas a supririam, aumentando a oferta de energia disponível no sistema a um menor custo [Oliveira (1997) e Rezende e Paula (1997)].

Pela análise desenvolvida anteriormente, fica evidenciado que o processo de reforma do setor elétrico brasileiro vem sendo conduzido pelo *trade-off* entre competição e coordenação. Em outras palavras, muito embora a ênfase seja na entrada de novos atores privados na geração e na comercialização, o modelo vem sendo cercado de todos os cuidados possíveis para preservar as peculiaridades do sistema interligado – a começar pelo caráter lento e gradual que vem sendo adotado.

O grande desafio das reformas atuais é aprofundar a utilização de instrumentais de defesa da concorrência – tal como está sendo feito pela Aneel – sob pena de não se viabilizar a introdução progressiva de competição, com os seus reflexos positivos de longo prazo, trazendo situações de difícil reversibilidade, tal como ocorreu no caso britânico, tendo em vista, inclusive, o porte dos entrantes.⁶⁷

66 A energia não assegurada é aquela energia elétrica disponível, suplementar à energia assegurada total do sistema interligado, que pode ser fornecida ou ter seu fornecimento interrompido em função das condições de atendimento definidas pelo ONS (Resolução nº 223, de 30/06/99).

67 No caso do Reino Unido, os reguladores cogitam até a substituição do *pool* por outros mecanismos de comercialização de energia objetivando superar as dificuldades existentes em controlar o poder de mercado dos dois principais geradores [Pires (1999b)].

Além disso, existe a necessidade de aperfeiçoar o aparato regulatório da Aneel, tanto no que se refere aos aspectos envolvendo a regulação da concorrência quanto àqueles relacionados ao mercado cativo.

Em primeiro lugar, mesmo que a competição no MAE seja muito restrita inicialmente, a entrada de novos agentes dependerá fundamentalmente do livre acesso ao *grid* de transmissão, o que obrigará a Aneel a monitorar constantemente as práticas dos agentes para evitar manipulação e práticas colusivas que gerem receitas de congestão – ou para evitar a cobrança de tarifas discriminatórias, em especial no segmento da rede não básica (de distribuição), cujos critérios deverão ser aperfeiçoados, conforme previsão da resolução Aneel 286/99.⁶⁸

Em segundo lugar, o funcionamento adequado do novo modelo regulatório no setor elétrico, sob o ponto de vista da concorrência, depende da conclusão do processo de cisão estrutural dos segmentos de geração, transmissão e distribuição das empresas que permanecem, ainda, em poder da União e dos estados da federação e da observância dos limites de concentração estabelecidos pela Resolução nº 94/97 da Aneel, inclusive para o segmento de geração. Deve-se frisar que, em geral, os possíveis ganhos de escala oriundos da integração vertical não compensam os custos provenientes do aumento dos custos regulatórios para monitorar práticas discriminatórias procedentes de empresas integradas, como demonstra a experiência internacional, em especial na União Européia. Vale lembrar, também, que não só os novos investimentos em geração, mas o próprio desenvolvimento do MAE – estratégico para a liberalização do mercado cativo no médio prazo –, dependem fundamentalmente do acesso à rede e da existência de um mercado competitivo na geração e na comercialização de energia.

Em terceiro lugar, em virtude do perfil globalizado dos novos investidores no setor elétrico brasileiro, é desejável que a agência aperfeiçoe sua capacitação de monitoramento das estratégias dos grandes grupos privados estrangeiros que vêm adquirindo ativos de empresas de energia no Brasil, visando, assim, antecipar e prevenir eventuais participações cruzadas prejudiciais ao desenvolvimento da competição no setor.

Em quarto lugar, a Aneel precisa desenvolver, imediatamente, em articulação com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e com as agências reguladoras estaduais, uma política tarifária duradoura para o gás natural, que leve em consideração os diferentes usos deste combustível. Da mesma forma, esses regu-

68 Não é demais lembrar que todas as experiências internacionais que não garantiram um *grid* neutro de transmissão fracassaram na viabilização de entrada de novos agentes. Um caso típico é o do Chile, onde o *grid* de transmissão não é neutro e as condições de acesso são negociadas *ad hoc*, em circunstâncias bastante assimétricas, com evidências de práticas de abuso de poder dominante por parte do proprietário (Grupo Endesa).

ladores, em consonância com o Conselho de Defesa Econômica (Cade), devem estabelecer uma legislação adequada para coibir a concentração da distribuição de gás natural. As já observadas manifestações de concentração, se continuadas ou generalizadas, podem comprometer toda a expectativa de crescimento da participação do gás natural na matriz energética brasileira.⁶⁹

A esse respeito, deve ser ressaltado que a entrada de novos agentes em todos os segmentos do setor energético, a partir da flexibilização do monopólio da Petrobras, requer a rápida adoção de regras que disciplinem a propriedade cruzada e o livre acesso aos segmentos de transporte, em especial, no caso do gás natural. Nesse caso, a presença de um mesmo grupo acionário nos segmentos de exploração, transporte e distribuição do gás natural pode resultar em concentração desse mercado, com conseqüente risco de abuso de posição dominante, com a imposição de práticas discriminatórias contra os demais agentes.⁷⁰

Em quinto lugar, deve ser destacado que, diferentemente de outros países que puderam introduzir a competição na geração de energia pelo fato de terem a disponibilidade de grandes reservas de gás natural – como foi o caso da Argentina e do Reino Unido –, isso não ocorre no Brasil. No caso brasileiro, o mercado de gás é bastante incipiente, embora promissor, não existindo preços de referência e nem regulação apropriada para o desenvolvimento de mercados atacadistas. Em outras palavras, existe um grande descompasso, que precisa ser urgentemente revertido, entre a liberalização dos mercados de energia elétrica e de gás natural.

4.4. Reversão de Ganhos para os Consumidores Cativos

Um dos maiores desafios das reformas é evitar que só os grandes consumidores finais possam se apropriar dos ganhos da reestruturação competitiva do setor elétrico brasileiro, visto que estes poderão negociar livremente suas condições de suprimento. No quadro atual, os mecanismos regulatórios criados não garantem, no curto prazo, que os consumidores cativos tenham ganhos de bem-estar.

69 No mês de junho/99 o Cade anulou decisão da Agência Reguladora de Serviços Públicos (Asep) do Rio de Janeiro, que tinha validado majoração dos preços do gás natural distribuído para grandes consumidores.

70 Embora a participação da iniciativa privada seja recente no setor de gás natural, podem-se verificar movimentos de integração vertical e de concentração de mercado. No que se refere à integração vertical, por exemplo, a British Gas e a Shell, co-proprietárias do gasoduto Bolívia-Brasil, são acionistas da Comgas, maior distribuidora de gás natural do país, assim como outros acionistas do gasoduto – a Enron e a Petrobras – já dispõem de participação acionária em diversas distribuidoras de gás natural nos Estados do Nordeste. No que tange à concentração do mercado esses acionistas possuem, em conjunto, cerca de 67% de *market share* de distribuição de gás natural: British Gas (20%), Enron(20%), BR Distribuidora (20%) e Shell (7%).

Em primeiro lugar, como discutido anteriormente, os contratos de concessão das distribuidoras não estabelecem a reversão para os consumidores de ganhos de produtividade obtidos pelas concessionárias. Novamente, o descompasso entre o início do processo de privatização e a definição do novo marco regulatório fez com que, para que se conseguisse atrair a iniciativa privada nesse contexto de indefinição regulatória, o estímulo à entrada somente ocorresse caso os contratos reduzissem ao máximo possível os riscos regulatórios do investidor que, por sua vez, fazia com que os *checks and balances* entre as diferentes partes envolvidas fossem desfavoráveis para o consumidor [Pires (1999c), Alveal (1999)].

Em segundo lugar, os incentivos criados para estimular os investimentos em geração – apesar do estabelecimento de regra de repasse de custos para os consumidores pela Aneel – tendem a repassar automaticamente os custos marginais de geração de energia elétrica para os consumidores cativos.

Como observam Oliveira e Losekann (1999), embora a concorrência entre geradores e o interesse das distribuidoras em obter menores preços devessem induzir os preços de contrato a convergir para o custo de geração, existem claros interesses destes agentes em fixar o valor normativo em patamar superior ao do custo de geração, pois essa situação geraria oportunidades de lucro excepcional para estes agentes.

As duas principais razões relacionam-se ao fato de haver um limitado número de ofertantes em cada um dos submercados de energia elétrica e das principais distribuidoras estarem situadas nas duas pontas da cadeia produtiva – distribuição e geração (até o limite de 30% da energia que comercializam).

No primeiro caso, como não é possível estabelecer-se um único mercado em razão das restrições do sistema de transmissão, o número limitado de ofertantes de energia elétrica em cada um dos submercados pode reproduzir a situação inglesa de colusão tácita de geradoras. No segundo caso, as distribuidoras podem ser incentivadas a praticarem colusão de preços com os geradores para compensar eventuais perdas no mercado livre.

Outro risco adicional para os consumidores cativos é o fato de as distribuidoras poderem solicitar à Aneel o repasse tarifário de custos incorridos nas transações de compra de energia que afetem o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

Para que os benefícios das reformas do setor sejam estendidos aos pequenos consumidores, é necessário que, além da introdução de um programa mais agressivo de abertura do mercado cativo de energia elétrica – apesar da complexidade e dos custos envolvidos –, os próximos períodos revisionais viabilizem

a apropriação de parte dos ganhos de produtividade obtidos pelas distribuidoras privadas. Vale registrar que as empresas privatizadas vêm obtendo expressivos aumentos de eficiência produtiva com a implementação de uma série de inovações organizacionais e de investimentos para a redução de perdas elétricas.

Outro aspecto que não deve ser descartado é a possibilidade de adoção de mecanismos de regulação por desempenho (*yardstick competition*)⁷¹ das distribuidoras regionais, com a publicação de rankings de desempenho dessas empresas para ensejar maior transparência de custos para os consumidores e, conseqüentemente, possibilidade de redução de assimetrias de informação para o regulador. Este recurso foi utilizado em agosto/99, pela Aneel, com a publicação da relação de desempenho de qualidade das 20 concessionárias com o maior número de consumidores no Brasil.

Por fim, é necessário que a Aneel aprimore a fiscalização dos contratos de concessão para garantir a qualidade dos serviços, incluindo o desenvolvimento de modelos de controle da qualidade de energia por meio de *sistemas de medição independentes dos realizados pelas empresas* como, por exemplo, a ampliação do sistema Argos, que hoje cobre apenas 1.000 consumidores distribuídos em cinco estados (Pará, Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo e Rio Grande do Sul), pelo qual, por meio de aparelhos conectados a telefones, são registradas automaticamente na Aneel falhas no fornecimento de energia, sem depender das informações das operadoras.

5. Considerações Finais

As reformas do setor elétrico brasileiro vêm sendo caracterizadas pela montagem de um aparato regulatório bastante similar ao empregado na experiência internacional. Nesse sentido, pode-se destacar a criação de uma agência independente e com autonomia para o exercício da missão regulatória e o estabelecimento de mecanismos de regulação da concorrência e de defesa dos consumidores cativos.

As peculiaridades do caso brasileiro, no entanto, encontram-se nas dificuldades de implementação dessas mudanças, tanto no que se refere às de natureza política e institucional – continuidade do processo de privatização, coordenação das reformas entre os diversos estados da Federação etc. – quanto nas de

71 A *yardstick competition* é uma forma de regulação pela qual a remuneração de uma firma é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor. Este mecanismo faz com que o monopólio regional seja sensível aos custos e aos comportamentos de empresas congêneres, reduzindo os efeitos negativos da assimetria de informações do regulador sobre custos da empresa regulada. Para maior aprofundamento, ver Pires e Piccinini (1998).

natureza física do sistema – fortes características de coordenação provenientes da base predominantemente hídrica do sistema, ausência de um único sistema de transmissão etc. Adicionalmente, verifica-se a premência de novos investimentos na expansão do sistema e a necessidade de obtenção de recursos fiscais com a privatização de ativos elétricos em razão da agenda macroeconômica do país.

O somatório de todos esses componentes tem gerado um processo de reformas bastante complexo e gradual, muito embora a definição do marco regulatório tenha avançado bastante nos últimos três anos, visando conciliar a transição para um ambiente com maior competição possível sem que haja comprometimento da coordenação operativa do sistema elétrico. Nesse sentido, por exemplo, foram definidos contratos iniciais por um período de vigência até 2003, no qual a competição no sistema seria bastante residual.

Apesar dos esforços empreendidos, a reestruturação do setor elétrico brasileiro encontra-se inconclusa e necessita do desenvolvimento de aspectos institucionais e regulatórios para que se garanta a expansão da capacidade geradora do sistema e, ao mesmo tempo, sejam asseguradas a modicidade, a continuidade, qualidade e a universalização dos serviços.

Como o processo de reformas não seguiu a seqüência ideal de, primeiro, definir o novo marco regulatório e, em seguida, privatizar e abrir o mercado, não houve uma resposta adequada, por parte da iniciativa privada, no que diz respeito aos novos investimentos necessários para a expansão do setor. Por outro lado, como as empresas estatais, por restrições financeiras, não investiram no período prévio à privatização, criou-se, então, uma situação crítica, em termos de riscos de déficit. Diante disso, o governo federal adotou uma iniciativa emergencial, por meio das ações da Eletrobrás e da Petrobras, para a mitigação dos riscos existentes e garantia da realização dos programas de investimentos.

Entretanto, como essas medidas emergenciais para a garantia dos novos investimentos, em linhas gerais, representam uma circunstancial alteração de rota no ritmo de liberalização do mercado, corre-se o risco de que a definição dos próximos passos seja prejudicada pela premência dos problemas de curto prazo, dificultando a evolução do sistema no longo prazo.

Além disso, podem-se destacar alguns desafios regulatórios adicionais para o setor elétrico brasileiro. Para que a competição possa se desenvolver após o período de transição estabelecido pela Aneel, é necessário que sejam tomados cuidados, desde já, na conformação de determinados aspectos do modelo.

Os ensinamentos da experiência internacional mostram a importância de se evitar a concentração de mercado nas pontas de geração e comercialização do sistema e de se garantir um sistema de transmissão independente. Nesse sentido, a continuidade do processo de separação vertical das empresas integradas e de uma pulverização de mercado de geração são uma tarefa importante para viabilizar um ambiente competitivo no longo prazo. Da mesma forma, torna-se urgente a necessidade de articulação da Aneel com a ANP para o desenvolvimento de aparato regulatório de defesa da concorrência no setor de gás natural devido à importância do gás natural na expansão da oferta de eletricidade por meio de plantas de geração térmica.

Por sua vez, para que o consumidor cativo possa se beneficiar das reformas – considerando as limitações para a alteração, no curto prazo, da fórmula de repasse para as tarifas dos ganhos de produtividade obtidos pelas empresas – é desejável que haja a definição de uma agenda mais agressiva de liberalização do mercado cativo, não se esquecendo, evidentemente, da necessidade do aprimoramento dos mecanismos de fiscalização dos contratos de concessão visando garantir a continuidade e a qualidade dos serviços.

Referências Bibliográficas

ALVEAL, C. *The Regulatory arrangements in the brazilian eletricity sector: a preliminary evaluation*, IE/UFRJ, 1999, mimeo.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Nota de Esclarecimento do Valor Normativo, out. 1999, mimeo.

ARAÚJO, J.L. Questões da transmissão em um setor elétrico reestruturado. In: Borenstein, C. (org), *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 1999.

BNDES, *Informe Infra-estrutura 37*, Rio de Janeiro: BNDES/AI/Geset 1, ag. 1999.

COOPERS & LYBRAND. Relatório Consolidado Etapa IV-1. *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília, jun. 1997, mimeo.

ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 1999/2008*. GCPS, dez. 1999.

GOMES, F.B. e MONNERAT, S. A questão regulatória nas privatizações da Light e da Escelsa. *Revista do BNDES*, n. 6, 1996.

LEAL, C. Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica. *Revista do BNDES*, n. 10, dez. 1998.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. *Projeto RE-SEB – documentos contratuais e regulamentares*. Versão preliminar, dez.1997, mimeo.

_____. Ações que estão sendo desenvolvidas no âmbito do MME com o objetivo de induzir e viabilizar o aumento da oferta de energia elétrica, em especial termoeletricas, no curto prazo (www.mme.gov.br,1999).

MME / DNDE-ANEEL-ELETROBRÁS, *Boletim Semestral SIESE*, jun. 1999.

NETO, D. Agência Nacional de Vigilância Sanitária: natureza jurídica, competência normativa e limites de atuação. *Revista de Direito Administrativo*, n. 215, jan.-mar. 1999.

OLIVEIRA, A. As experiências internacionais de reestruturação. In: Oliveira, A Pinto Jr. (orgs.) *Financiamento do setor elétrico brasileiro. Inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 1997.

OLIVEIRA, A., LOSEKANN, L. Regra de repasse: solução ou problema? In: Borenstein, C. (org), *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 1999.

OLIVEIRA, A., PIRES, J.C.L. *Setor elétrico brasileiro: diagnóstico e perspectivas*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1994, mimeo.

PINHEIRO, A.M.C. Privatização no Brasil: Por quê? Até Onde? Até Quando? In Giambiagi, F., Moreira, M. *A economia brasileira dos anos 90*. Rio de Janeiro: BNDES, 1999.

PIRES, J.C.L., *Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e telecomunicações*. IE/UFRJ, jul.1999^a (Tese de Doutorado).

_____. *Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia*. Rio de Janeiro: BNDES, out. 1999 (Texto para Discussão, 73).

_____. Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor energético brasileiro: as experiências da Aneel e da ANP. *Ensaio BNDES n 11*, AP-DEPEC, dezembro, 1999c.

PIRES, J.C.L., PICCININI, M., A regulação dos setores de infraestrutura no Brasil. In: Giambiagi, F., Moreira, M. (orgs.) *A economia brasileira dos anos 90*. Rio de Janeiro: BNDES, 1999.

_____. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, jul. 1998 (Texto para Discussão, 64).

REZENDE, F., PAULA, T. (coord.), *Infra-Estrutura. Perspectivas de Reorganização*. Brasília. IPEA, 1997.

REVISTA BRASIL ENERGIA, novembro, 1999.

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.

SANTANA, E., OLIVEIRA, C. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica no Brasil. In: Borenstein, C. (org), *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 1999.

SOUTO, M.J. *Desestatização, privatização, concessões e terceirizações*. Rio de Janeiro: Ed. Lumen Juris, 1999.

TEXTOS PARA DISCUSSÃO do BNDES

- 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
 - 73 POLÍTICAS REGULATÓRIAS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA: A EXPERIÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS E DA UNIÃO EUROPÉIA – José Claudio Linhares Pires – outubro/99
 - 74 PERSPECTIVAS PARA A ECONOMIA BRASILEIRA: 1999/2006 – Fabio Giambiagi – dezembro/99
 - 75 EXPERIÊNCIAS DE APOIO ÀS MICRO, PEQUENAS E MÉDIAS EMPRESAS NOS ESTADOS UNIDOS, NA ITÁLIA E EM TAIWAN – Fernando Puga – fevereiro/2000
-

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) 240-3862

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) 220-5874

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) 220-6909

Escritórios**Brasília**

Setor Bancário Sul – Quadra 1 – Bloco E
Ed. BNDES – 13º andar
CEP 70076-900 – Brasília – DF
Tel.: (0XX61) 322-6251
Fax: (0XX61) 225-5510

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) 242-7966
Fax: (0XX91) 224-5953

Internet

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