



O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro

JOSÉ CLAUDIO LINHARES PIRES*

RESUMO Este artigo analisa os principais aspectos da reforma do setor elétrico brasileiro que, em consonância com o contexto internacional, visa promover, de forma concomitante, a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia e incentivar a eficiência produtiva dos segmentos que continuam como monopólio natural (transmissão e distribuição). O objetivo do artigo é contribuir para a reflexão sobre os desafios do novo modelo, no qual a iniciativa privada passa a substituir o Estado na provisão direta dos serviços, diante da necessidade premente de se garantir a expansão da capacidade instalada do sistema.

ABSTRACT *This article analyses the principal aspects of the reform of the Brazilian electrical sector, which, in line with international developments, has also aimed to promote competition in the generation and energy supply segments, as well as to provide incentives for efficiency of production in those segments that are still natural monopolies (transmission and distribution). This article aims to contribute to a reflection on the challenges of the new model, in which the private sector replaces the state as a direct provider of services, due to the pressing need to guarantee the expansion of the installed capacity of the system.*

* Economista do Convênio BNDES/Pnud (jclau@bndes.gov.br). O autor agradece as contribuições dos pareceristas do Conselho Editorial desta revista, eximindo-os, todavia, de qualquer responsabilidade por eventuais imprecisões.

1. Introdução

O setor elétrico no Brasil, assim como em diversos países, atravessa um contexto de intensas transformações nas suas condições de funcionamento, com destaque para o redesenho do papel do Estado, cuja intervenção passa a ter um caráter regulatório em detrimento da provisão direta dos serviços.¹

Em termos gerais, as reformas do setor elétrico visam reduzir os custos e os impactos ambientais incorridos na produção de energia elétrica. A persecução desses objetivos é feita por meio do estímulo à competição na geração e na comercialização e da introdução de mecanismos de incentivo para a regulação dos segmentos que permanecem com a característica de monopólio natural (transmissão e distribuição). Concomitantemente, as reformas buscam criar mecanismos para manter a coordenação necessária à garantia do funcionamento eficiente do setor elétrico. Outra característica importante é a instituição de agências reguladoras independentes para arbitrar os conflitos e executar o conjunto das políticas elencadas anteriormente.

No Brasil, as motivações diferem, em parte, das existentes nos países desenvolvidos, *existindo o desafio adicional de, por meio da privatização e da constituição de um novo modelo, se garantir a expansão da capacidade instalada do sistema, inviabilizada pelo estrangulamento fiscal do Estado*. Adicionalmente, a situação brasileira apresenta peculiaridades no que se refere à sua base eminentemente hidráulica, com elevado grau de coordenação. Entretanto, as experiências de introdução de concorrência e de reformas regulatórias no resto do mundo podem ser muito úteis para ajudar a implementar, no país, um modelo que seja financeiramente auto-sustentado e cujos acréscimos de eficiência produtiva alcançados sejam refletidos em ganhos de bem-estar para a sociedade.

O objetivo deste artigo é discutir os instrumentos regulatórios empregados na reforma do setor elétrico brasileiro. Para isso, está organizado em quatro seções, além desta introdução: a Seção 2 analisa as características básicas do setor elétrico brasileiro, além dos antecedentes e motivações das reformas institucionais; a Seção 3 examina os principais instrumentos regulatórios do novo modelo institucional; a Seção 4 discute as perspectivas setoriais; e, por fim, a Seção 5 apresenta as considerações finais.

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

2. Características Básicas do Setor Elétrico Brasileiro, Antecedentes e Motivações das Reformas Institucionais

Características Básicas do Setor Elétrico

Em 1998, a capacidade de geração do Brasil era de 61,219 GW, incluindo os 50% referentes à capacidade de Itaipu Binacional de 12,6 GW [MME (1998)]. Somente em 1999 foi concluída a interligação dos dois subsistemas de transmissão, que possibilitará o intercâmbio de 600 MW médios anuais entre os mesmos, 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.

A base geradora é eminentemente hidráulica (95%), com a geração térmica exercendo a função de complementaridade nos momentos de pico do sistema. Uma característica importante da geração elétrica brasileira é a coordenação da operação das usinas hidrelétricas para a otimização da utilização do parque instalado, visto que, em sua grande maioria, essas usinas possuem reservatórios com capacidade de armazenamento de energia e diversidade pluviométrica nas diferentes bacias existentes.

A estrutura setorial é bastante diversificada, sendo possível identificar empresas com diferentes graus de integração, conforme demonstra a Tabela 1. A iniciativa privada, cuja participação setorial foi praticamente inexistente dos anos 60 até meados dos anos 90, hoje participa, após a privatização realizada nos âmbitos federal e estadual, respectivamente, com cerca de 62% e 12% dos segmentos de distribuição e geração de eletricidade.

Apesar da estrutura diversificada, historicamente a estrutura de decisões do setor elétrico brasileiro era bastante centralizada. Essa característica acentuou-se após 1964, com a criação da Eletrobrás, que assumiu as funções de coordenação do planejamento e da operação e de agente financeiro, transformando-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.² Em 1998, por exemplo, a participação do Grupo Eletrobrás na geração de energia foi de 41% [MME (1998)].

² Anteriormente à 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

| PROPRIEDADE | ATIVIDADES | EMPRESAS |
|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Binacional | Geração | Itaipu |
| Federal | <i> Holding e Planejamento</i> 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) Eletroacre (AC), Ceal (AL), Ceron (RO) e Cepisa (PI) Cepel (RJ) |
| Pública Estadual | Geração Geração, Transmissão e Distribuição Transmissão Distribuição | Paraná (SP) CEEE (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), Celpe (PE), Saelpa (PB), Cemar (MA) |
| Municipal | Distribuição | Cenf (RJ) e 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) e Cemat (MT) <i> Norte/Nordeste:</i> Celtins (TO), Celpa (PA), Coelba (BA), Energipe (SE), Cosern (RN) e Coelce (CE) |

Fonte: BNDES.

^aEmpresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND).

^b33% do controle acionário da Cemig são de propriedade privada.

Antecedentes e Motivações das Reformas Institucionais

O modelo institucional estatal, vigente desde 1964, permaneceu praticamente inalterado nos 30 anos posteriores. Ao longo desse período, o setor elétrico brasileiro apresentou elevadas taxas de expansão da oferta, baseadas nas disponibilidades de autofinanciamento por meio de tarifas reais, 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 de crise do modelo institucional:³

³ Para uma análise mais detalhada do diagnóstico da crise setorial, ver Oliveira e Pires (1994).

- crise financeira da União e dos estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão;⁴ o consumo 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 de eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa; e
- inadequação do regime regulatório, em razão de inexistência de órgão regulador, de conflitos de interesses sem arbitragem, de regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Esse 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, não é marcada por passos coerentes e articulados. Ao contrário, trata-se de 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 empresa de consultoria Coopers & Lybrand –, por meio de diversas medidas provisórias

TABELA 2

Crescimento Médio da Produção e do Consumo e Nível de Perda de Energia Elétrica no Brasil –1970/98

(Em %)

| ANO | PRODUÇÃO | CONSUMO | PERDAS ^a |
|---------|----------|---------|---------------------|
| 1970/80 | 11,8 | 12,2 | 16,3 |
| 1980/90 | 6,1 | 5,8 | 13,0 |
| 1990/97 | 4,9 | 4,5 | 13,1 |
| 1998 | 3,0 | 4,3 | 15,3 |

^aOs índices de perdas referem-se ao primeiro ano da série apresentada na coluna 1. O índice de 1997 foi de 16,4% [Fonte: Carta LCA (1998)].

4 Os fatores e 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% ao 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 de terceiros [Oliveira e Pires (1994)].

que deram origem à Lei 9.648/98, impulsionando, inclusive, diversas privatizações de distribuidoras de energia elétrica.⁵

Anteriormente, um conjunto de medidas legislativas e executivas já havia sido implementado – alteração de política tarifária, início do processo de privatização (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;⁶
- Decreto 915/93, que permitiu a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre concessionárias e autoprodutores, e Decreto 1.009/93, que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel);⁷ e
- Lei 8.987/95, conhecida como Lei de Concessões,⁸ regulamentada pela Lei 9.074/95, que dispõe sobre o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica,⁹ disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétri-

⁵ Na prática, o governo federal já vinha implementando a reforma do setor elétrico através de sucessivas reedições de medidas provisórias (MPs). A MP 1.531 chegou a ter 18 edições até transformar-se na Lei 9.648, de 27.05.98.

⁶ 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 desqualificação tarifária, ver Pires e Piccinini (1998).

⁷ 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.

⁸ 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, anteriormente, portanto, à Lei 8.987/95 – contribuiu para gerar algumas imprecisões em seus contratos de concessão. Para detalhes sobre as dificuldades que envolveram os primeiros contratos de concessão, ver Gomes e Leal (1999).

⁹ As concessões no setor elétrico têm prazo de 30 anos para os casos da distribuição e transmissão e de 35 anos para o caso da geração. Esses prazos podem ser prorrogados por igual período.

ca, dando suporte à privatização das empresas desse setor. Esta lei cria, ainda, a figura jurídica do produtor independente de energia elétrica¹⁰ e estabelece a possibilidade de os consumidores livres¹¹ terem direito à contratação de energia, inicialmente de produtores independentes e, após cinco anos,¹² de qualquer concessionária ou produtor de energia.

O novo modelo institucional foi inaugurado pelas Leis 9.427/96, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e 9.648/98, que definiu, dentre 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 básicos, que serão discutidos nas próximas seções: 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 incentivos* nos 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.

3. O Novo Modelo do Setor Elétrico

A Agência Reguladora (Aneel)

A criação da Aneel, pela Lei 9.427/96, representa 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 das Minas e Energia. Nessa configuração tradicional, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao Poder Executivo, o que

10 A Lei 9.074/95, modificada pelas Leis 9.427/96 e 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 mil kW e igual ou inferior a 30 mil kW. Potências superiores a 30 mil 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.

11 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.

12 Os novos consumidores, cuja carga mínima seja de três MW, têm o direito imediato de escolher seu fornecedor (artigo 16). Para os atuais consumidores com essas características de carga, a possibilidade de livre escolha só ocorrerá após o ano 2000. Vale registrar, ainda, que as distribuidoras podem negociar suas condições de suprimento na proporção equivalente à redução de seus mercados cativos.

implicava a persecução 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 ser citados os graves problemas ambientais surgidos ao longo das obras nos anos 80 e, também, a falta de mecanismos pelos quais os consumidores pudessem reclamar seus direitos, considerando, inclusive, que o Código de Defesa do Consumidor somente foi promulgado 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:¹³ *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;¹⁴ *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 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 Econômico¹⁵ e a previsão

13 Para uma discussão sobre as características das agências reguladoras em geral, ver Neto (1999).

14 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.

15 Essa função foi introduzida pela Lei 9.648/98.

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.¹⁶

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 ser superados para que a missão regulatória da agência venha a ser desempenhada com eficácia, em especial aqueles oriundos da falta de tradição regulatória e 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) aplica-se 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.¹⁷ Essa 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.

Processo de Privatização

A proposta de modelagem de privatização do setor elétrico adotou uma estratégia gradualista, visando, de forma concomitante, reduzir a dívida pública, melhorar a eficiência produtiva e resgatar 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.

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

16 *Alguns estados de posição política e econômica importantes, como São Paulo e Rio Grande do Sul, já vinham reformulando seus setores elétricos, reservando, inclusive, um papel de destaque para agências reguladoras estaduais.*

17 *Para um aprofundamento dessa questão, ver Souto (1999).*

obtido nos leilões, após a aprovação do plano de privatização pelas assembleias legislativas estaduais.¹⁸ Como resultado desses estímulos, até junho de 1999 cerca de 62% do mercado nacional de distribuição já tinham sido transferidos para a iniciativa privada, com participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus.

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 ela 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: 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, a hidrelétrica de Tucuruí, uma transmissora do sistema interligado e duas empresas integradas que atendem sistemas isolados).

No entanto, o governo vem encontrando algumas 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 Eletronorte.

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 (Parapanema e Tietê) foram vendidas, respectivamente, em julho e outubro de 1999. No próximo ano está prevista a venda da Cesp Paraná, empresa que detém 16,4% do mercado nacional de geração.

Introdução de Competição na Geração e na Comercialização

A introdução da competição na geração e na comercialização tem sido feita pelo emprego de uma série de mecanismos envolvendo estímulo à entrada (na geração) e a livre escolha do fornecedor de energia por parte de grandes consumidores (na comercialização), conforme discutidos a seguir.

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

TABELA 3

Processo de Privatização do Setor Elétrico Brasileiro – 1995/98

| EMPRESA | DATA DA VENDA | PRINCIPAIS ACIONISTAS | PARTICIPAÇÃO NO MERCADO NACIONAL (%) |
|-------------------------------------------------|---------------|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| I. Distribuição Sul/Sudeste/Centro-Oeste | | | |
| 1. Escelsa (ES) | 12.07.95 | Iven (Brasil) ^a 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) ^a 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) CMS (Estados Unidos) | 0,6 |
| 14. Cosem (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 |
| III. Geração | | | |
| 17. Cachoeira Dourada (GO) | 05.09.96 | Endesa (Chile) | 0,03 |
| 18. Gerasul (SC) ^b | 15.09.98 | Tractebel (Bélgica) | 6,8 |
| 19. Paranapanema (SP) ^b | 28.07.99 | Duke-Energy (Estados Unidos) | 4,9 |
| 20. Tietê (SP) ^b | 27.10.99 | AES (Estados Unidos) | 5,6 |

Fonte: BNDES.

^aA EDP (Portugal) adquiriu 73% do Grupo Iven em 25.08.99.^bParticipação na geração bruta total (ano 1997).

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:¹⁹ nos critérios de licitação para a construção de novas plantas e no *status* dos operadores de plantas de geração a ser privatizadas.²⁰

Em relação ao primeiro aspecto, a Lei 9.648/98 estabeleceu que a licitação para a construção de novas plantas de 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 desses dois critérios ou pela combinação deles com o de melhor técnica. Essa alteração é importante porque traz mais flexibilidade aos interessados em participar da licitação.

Quanto ao segundo aspecto, a mesma lei 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 se dará 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 grau de maior *liberdade do produtor independente no estabelecimento dos volumes e dos preços da energia comercializada*.²¹

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 até então 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.²²

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

20 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 estes produtores.

21 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, única geradora federal privatizada até outubro de 1999.

22 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.

No que diz respeito à *comercialização*²³ de energia elétrica, 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”.

Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)

O MAE foi criado pela Lei 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto 2.655/98,²⁴ e sua função é a de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados. Pelo Acordo de Mercado,²⁵ celebrado 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.²⁶ 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*, o novo modelo atribui um papel estratégico para os 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.

23 *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 a grandes consumidores.*

24 *O MAE assumiu a contabilização e liquidação financeira das operações de curto prazo de compra e venda de eletricidade no dia 30.06.99.*

25 *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.*

26 *Por exemplo, devido à característica preponderantemente hidráulica do parque gerador brasileiro, devem ocorrer grandes oscilações no mercado spot, com preços baixos nos anos chuvosos e altos nos anos de seca.*

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 distribuição e dela para os consumidores finais, iria refletir os crescentes custos marginais de expansão do sistema.²⁷

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, essa medida reproduz as cláusulas constantes dos atuais contratos de suprimento existentes.²⁸

Os contratos iniciais têm, por um lado, a vantagem adicional de aumentar a rentabilidade dos ativos de geração a ser 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, 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 deve ser dividida em dois componentes (geração e transporte), segmento cujas tarifas serão discutidas mais adiante.

O Operador Independente do Sistema de Transmissão

Com o objetivo de garantir o funcionamento “neutro” dos sistema de transmissão, evitando a possibilidade de práticas discriminatórias dos proprietários e, ao mesmo tempo, viabilizando o funcionamento cooperado do

27 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, 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, Tolmasquim e Pires (1998)].

28 Esses contratos iniciais também terão a função de diluir no tempo os stranded costs referentes ao programa nuclear, que não será privatizado, e os gerados pelas obras hidrelétricas paralisadas.

sistema, 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.²⁹ Essa 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 ativos que compõem a rede básica³⁰ 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 uma cessão de direitos de controle operacional dos seus ativos para o ONS, mediante o pagamento de receitas que lhes remunerem os custos e os investimentos realizados.

As principais funções do ONS são: *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 operação e o despacho centralizado da geração; *c)* incentivar a expansão do sistema ao menor custo; e *d)* administrar as redes básicas de transmissão.

Além de seguir a experiência internacional, o modelo brasileiro adotou a gestão colegiada para o seu órgão diretor. O ONS é constituído por uma assembléia 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.³¹

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

29 O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, organizada sob a forma de associação civil. 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. No entanto, essa passagem gradual foi interrompida pelo Supremo Tribunal Federal, ao conceder liminar suspendendo os efeitos da MP 1.819/99, que previa, dentre outras coisas, um período de convivência entre as duas instituições até 26.03.2000.

30 Os critérios e a composição da rede básica de transporte foram estabelecidos, respectivamente, pelas Resoluções 245/98 e 66/99, da Aneel. 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.

31 O conselho de administração é composto de 15 membros associados, sendo 13 eleitos por suas respectivas classes e dois indicados (um pela Aneel e outro pela Secretaria de Energia do Ministério das 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 por uma única vez.

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 compartilhar os riscos hidrológicos entre as usinas hidrelétricas.³² 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.

Regulação da Concorrência

Em linhas gerais, no setor elétrico, a regulação da concorrência tem os objetivos concomitantes de coibir condutas anticompetitivas – garantindo o livre acesso de forma não discriminatória às redes de transporte de energia elétrica e vedando atos de concentração de mercado – e de harmonizar a concorrência com as exigências de segurança e confiabilidade do sistema elétrico.

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 à localização de centrais geradoras e de grandes consumidores, além de assegurar a remuneração dos proprietários das redes.

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, tornou-se 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

³² *O compartilhamento dos riscos hidrológicos será feito através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), também estabelecido pelo Decreto 2.655/98. Para um aprofundamento, ver Coopers & Lybrand (1997).*

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, pelas 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).³³

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 281/99,³⁴ que procurou dar contornos definitivos à questão, inclusive para os novos investimentos em transmissão, haja vista que a Resolução 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.³⁵ Por fim, *as tarifas de uso* das instalações de transmissão, componentes da rede básica, e dos sistemas de distribuição foram estabelecidas, respectivamente, pelas Resoluções 282 e 286 da Aneel, 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, aproximadamente, 50% para cada um desses segmentos.³⁶ Além disso, os valores das tarifas de acesso foram definidos 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, as tarifas emitirão sinais econômicos para a localização ótima de investimentos e de grandes consumidores, de forma que, por exemplo, sejam mais caras nas localidades que

33 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 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, sob a administração das distribuidoras, sejam incorporadas à rede básica.

34 Essa resolução revogou a Portaria 459/97 do Dnaee que já havia definido, transitariamente, 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.

35 Essas 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. O revenue cap será discutido mais adiante, por ocasião da análise da regulação por incentivos do mercado cativo.

36 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.

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;³⁷ *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 286/99 da Aneel 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 ser cobrados pelo uso de sua rede em cada segmento de tensão.

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 pelo uso da rede de distribuição, permitir a visualização de custos específicos pelos consumidores e facilitar a ampliação do mercado não-cativo.³⁸

A orientação de desagregação vertical – sugerida pelos consultores da Coopers & Lybrand – só é obrigatória para as empresas federais incluídas no PND (Furnas, Eletronorte e Chesf), que estão em processo de cisão e

37 Vale frisar que, diferentemente 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.

38 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 os objetivos 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 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).

formação de subsidiárias.³⁹ 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 em 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.⁴⁰

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, o que assume particular importância no caso de 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, através da Resolução 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 de 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 de 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; e
- possuir participação cruzada na geração e distribuição que resulte em percentual superior a 30% considerando-se o somatório aritmético da participação nos dois mercados.

39 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.

40 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 [Pires (1999)].

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 produzida por ela mesma (*self-dealing*) para o atendimento de consumidores cativos até o limite de 30% dos requisitos anuais de energia desses consumidores.

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 regras específicas de segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos. Dessa forma, todos os agentes do mercado ficam sujeitos às normas de segurança e aos procedimentos estabelecidos pelo ONS.

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 que ocorrerá a partir da licitação, por parte do governo, de concessões para a expansão e operação da rede básica nacional.⁴¹

A Regulação do Mercado Cativo

A reforma do setor elétrico prevê a redução progressiva do segmento de consumidores cativos. Dessa forma, a partir do ano 2000, poderão transacionar 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, 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 prazo, a regulação tarifária exerce uma função crucial para garantir que os consumidores finais possam se favorecer dos benefícios esperados com as reformas.

⁴¹ Exemplo disso foi a dificuldade enfrentada pela Aneel para apurar a responsabilidade nos problemas técnicos que geraram o blecaute de março de 1999. O órgão regulador somente concluiu suas investigações em setembro de 1999, quando foram imputadas penalidades a Furnas e EPTE (SP).

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 de a tarifa média de suprimento – estimada em R\$ 27,59 em preços médios de 1998 – equivaler 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% [Eletrobrás (1996)]. Isso significa que as tarifas de fornecimento 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 acessar o MAE, a Aneel adotou três medidas básicas, que serão analisadas separadamente nos próximos itens deste artigo:

- 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 de incentivos (regime *price cap*) das tarifas de fornecimento cobradas do consumidor final; e
- adoção de cláusulas de fiscalização da qualidade dos serviços nos contratos de concessão das distribuidoras.

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 233/99, estabeleceu valores normativos (relacionados na Tabela 4) definidos por tipo de fonte de geração, que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica por parte das concessionárias.

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.

TABELA 4

Valores Normativos por Tipo de Geração

| FONTE DE GERAÇÃO | VALOR NORMATIVO (R\$/MWh) |
|------------------------------------|----------------------------------|
| Competitiva | 57,20 |
| Termelétrica Carvão Nacional | 61,80 |
| Pequena Central Hidrelétrica (PCH) | 71,30 |
| Termelétrica Biomassa | 80,80 |
| Usina Eólica | 100,90 |
| Usina Solar Fotovoltáica | 237,50 |

Fonte: *Aneel (1999)*.

Regulação por Incentivos

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. Esse regime tarifário consiste na estipulação, pelo regulador, de um preço limite inicial a ser cobrado pelas concessionárias, devendo vigorar até a próxima revisão tarifária. Durante esse intervalo, o preço-teto é reajustado anualmente pelo Índice Geral de Preços (IGP) *menos* um fator *X* de produtividade.

Esse método tem duas conseqüências: a primeira é permitir que a empresa se aproprie de qualquer ganho de produtividade obtido no período entre as revisões tarifárias que seja superior ao fator de redução (fator *X*) estabelecido pelo regulador, o que funciona, na prática, como um incentivo à eficiência produtiva; a segunda é o de 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.⁴²

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. Esses custos compõem o fator *Y* da fórmula geral do *price cap*, conhecida como $IGP - X + Y$. 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 Itaipu Binacional, que, por sua vez, é calculado em dólares.

⁴² 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. 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)*.

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 haja a alteração do seu valor durante a revisão tarifária.⁴³

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.⁴⁴ No entanto, 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.⁴⁵

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, 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 do atendimento ao consumidor. Ao contrário, a sujeição a um preço-teto faz com que a firma apresente uma tendência ao subinvestimento para melhoria da qualidade dos serviços [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

43 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.

44 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).

45 Um exemplo desse aspecto foi o fato de as tarifas da Escelsa – cujo contrato de concessão, pelo seu caráter pioneiro, não definiu claramente os critérios para revisão de custos e tarifas – terem apresentado uma redução média, em termos reais, de 3,4% na primeira revisão tarifária prevista no contrato de concessão, em agosto de 1998. Entretanto, o impacto positivo dessa medida para os consumidores foi atenuado com o reajuste tarifário de 12,92%, concedido à empresa em junho de 1999, por conta dos reflexos da desvalorização cambial na tarifa de suprimento de Itaipu Binacional. Outras distribuidoras também receberam reajustes pelo mesmo motivo, em patamares variados.

de fornecimento em níveis de qualidade adequados.⁴⁶ 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 à expansão e à 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. Perspectivas

Em linhas gerais, as reformas do setor elétrico objetivaram, de forma concomitante, resolver as seguintes questões: *a)* garantir as condições para a expansão dos investimentos setoriais ao menor custo; *b)* estimular a competição na geração e comercialização de energia; e *c)* reduzir a dívida pública e melhorar a eficiência produtiva e a capacidade de investimento das empresas com as privatizações.

Como pré-requisito para o redesenho do papel do Estado no setor, foi constituído um aparato regulatório – com destaque para a agência independente – por meio de novas regras setoriais. Como o processo de privatização iniciou-se de forma paralela ao novo modelo e o início do estabelecimento das novas regras não foi coordenado preliminarmente, os desafios regulatórios são maiores do que os existentes, por exemplo, no setor de telecomunicações, cujo início do processo foi precedido pela criação da Lei Geral de Telecomunicações, embora sejam bastante visíveis os efeitos positivos do aprendizado regulatório setorial nos últimos três anos.

Após o início das reformas, o incremento dos investimentos em geração se deu, inicialmente, com a retomada de obras paralisadas – condição prevista na Lei de Concessões – e pela construção de novas usinas por parte de produtores independentes e das concessionárias de distribuição interessados em reduzir a sua dependência de suprimento até o limite de integração vertical estabelecido pela Aneel.⁴⁷

⁴⁶ 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.

⁴⁷ Em 1998, a capacidade instalada foi acrescida de 4,056 GW e a expectativa é de entrada, em 1999, de 10 novas usinas termelétricas com potência total de 4 GW, representando US\$ 2 bilhões em investimentos [Carta LCA (1999)].

No entanto, existe uma grande incerteza quanto à evolução dos custos. É evidente que o setor elétrico se beneficiou das oportunidades 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, conseqüentemente, com elevadas perdas de transmissão decorrentes de seu aproveitamento.

Dessa forma, os custos de geração estarão muito ligados às perspectivas de 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.⁴⁸ O grande problema é o aumento dos custos de importação dos combustíveis e dos equipamentos para geração térmica, provocado pela desvalorização do dólar no início de 1999.⁴⁹

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 1999 e 2001, a Aneel, o BNDES e o Ministério das Minas e Energia adotaram um conjunto de medidas emergenciais para induzir e viabilizar o aumento da oferta de eletricidade no curto prazo.

A Aneel espera mitigar os efeitos negativos nas expectativas dos novos investidores com a divulgação dos já discutidos valores normativos para a geração elétrica que servirá como parâmetro para as transações da “energia nova” no MAE, permitindo, dentre outras coisas, que os investidores em geração tenham maior previsibilidade de suas receitas.⁵⁰ Além disso, o regulador irá exigir das distribuidoras a comprovação de garantias de que possuem 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)].

Por sua vez, com o objetivo de contribuir para superar o período crítico de suprimento de energia de 1999 a 2001, o BNDES criou o Programa de Apoio

48 *A experiência internacional demonstra 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.*

49 *Antes da desvalorização cambial, a AES, no Rio Grande do Sul, previa a construção de usina CCGC com custo de US\$ 30/MWh, abaixo da previsão do custo marginal de expansão hidráulico (US\$ 35/MWh) [Oliveira (1997)].*

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

Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, aplicáveis a obras de geração consideradas prioritárias pelo Ministério das Minas e Energia.⁵¹

Complementarmente, o Ministério das Minas e Energia autorizou a Eletrobrás a celebrar contratos de compra antecipada de energia – denominados *Power Purchase Agreement* (PPA) –, de forma a reduzir as incertezas existentes quanto à possibilidade de retorno dos novos projetos privados em termelétricas a óleo ou gás natural, o que terá o efeito, inclusive, de facilitar a obtenção do financiamento necessário. Adicionalmente, promoveu-se uma redução do preço médio do gás natural destinado à geração termelétrica para US\$ 2,26/MMBTU, com o intuito de compatibilizá-lo com os valores normativos estabelecidos pela Aneel.⁵²

Espera-se que o conjunto dessas medidas seja suficiente para superar o período crítico de oferta do setor elétrico (até 2001). De fato, os contratos PPA serão fundamentais para que os investidores levantem recursos destinados à construção das usinas e, conseqüentemente, reduzam 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.

No entanto, é possível vislumbrar que, no curto prazo, a competição será bastante marginal no mercado *spot*, visto que, com as soluções adotadas, os contratos já estarão com os preços estabelecidos. Os grandes consumidores, inevitavelmente, irão pressionar por melhores condições de suprimento, muito embora a tendência seja a negociação de contratos bilaterais de longo prazo para atenuar riscos provocados por volatilidade de preços.

Por sua vez, como a modelagem adotada reproduziu o despacho de carga centralizado com base nos antigos contratos de suprimento, a hipótese de introdução de competição é reduzida.

Pela análise desenvolvida anteriormente, fica evidenciado que o processo de reforma do setor elétrico brasileiro vem sendo cercado de todos os cuidados possíveis para se preservar as peculiaridades do sistema interligado

51 As obras prioritárias compreendem 23 usinas termelétricas que deverão crescer cerca de 7,5 GW na capacidade instalada até 2003. Para um detalhamento das obras prioritárias e das condições financeiras do Programa de Apoio do BNDES, ver BNDES (1999).

52 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 01.08.99, para 9,71%. Esse preço, de caráter provisório, representa um mix envolvendo os preços do gás brasileiro e o gás importado da Bolívia, sendo que, para o Nordeste, nos primeiros cinco anos, o gás será totalmente nacional, custando US\$ 1,94/MMBTU. Os preços serão revistos anualmente, dependendo da maior ou menor disponibilidade de gás brasileiro.

– a notar pelo caráter lento e gradual que vem sendo adotado –, o que sugere a impossibilidade de generalização da competição tal como ocorre, por exemplo, no setor de telecomunicações.

Todavia, não é por essa razão que se torna menos importante a utilização de instrumentais de defesa da concorrência, tal como está sendo feito pela Aneel. Do contrário, além de se viabilizar a introdução progressiva de competição, com os seus reflexos positivos de longo prazo, poderiam ser ocasionadas situações de difícil reversibilidade, tendo em vista, inclusive, o porte dos entrantes. Mesmo considerando que a competição no sistema será gradativa, a importância do desenvolvimento dos mecanismos de regulação de concorrência encontra justificativas, conforme descrito a seguir.

Ainda 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,⁵³ seja para evitar manipulação no MAE – a exemplo do que aconteceu no Reino Unido⁵⁴ –, seja 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 286/99 da Aneel.

Por sua vez, 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 em poder da União e dos estados da federação, bem como da observância dos limites de concentração estabelecidos pela Resolução 94/97 da Aneel. Deve-se frisar que os possíveis ganhos de escala oriundos da integração vertical não compensam os custos provenientes do aumento dos custos regulatórios para monitorar práticas discriminatórias provenientes de empresas integradas, como demonstra a experiência internacional, em especial na União Européia. Vale lembrar, inclusive, que não só os novos investimentos em geração, mas o próprio desenvolvimento do MAE, que é estratégico para a liberalização do mercado cativo no médio prazo, depende fundamentalmente do acesso à rede.

53 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 por meio de critérios tarifários que não penalizassem os consumidores finais, como foi o caso, por exemplo, do Purpa Act, nos Estados Unidos, ou o caso 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).

54 Para mais detalhes, ver Pires (1999).

Um outro aspecto necessário, em virtude do perfil globalizado dos novos investidores no setor elétrico brasileiro, é o aperfeiçoamento da capacitação da agência para o 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.

Da mesma forma, a Aneel precisa desenvolver uma articulação com o Conselho de Defesa Econômica (Cade), a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e as agências reguladoras estaduais para a elaboração de medidas adequadas para coibir a concentração do segmento de mercado de distribuição do setor de gás natural. As já observadas manifestações de concentração, se continuadas ou generalizadas, podem comprometer toda a expectativa de crescimento do gás natural na matriz energética brasileira.⁵⁵ A entrada de novos agentes em todos os segmentos dessas indústrias, a partir da flexibilização do monopólio da Petrobrás, requer a rápida adoção de regras que disciplinem a propriedade cruzada e do 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 o conseqüente risco de abuso de posição dominante, com a imposição de práticas discriminatórias contra os demais agentes.⁵⁶

Adicionalmente, 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 nem regulação apropriada para o desenvolvimento de mercados atacadistas. Em outras palavras, existe um grande descompasso entre a liberalização dos mercados de energia elétrica e de gás natural, que precisa ser urgentemente revertido.

Por sua vez, torna-se fundamental que a Aneel evite que só os grandes consumidores finais possam se apropriar dos ganhos da reestruturação

55 Em junho de 1999, o Cade anulou decisão da Agência Reguladora de Serviços Públicos (Asep) do Rio de Janeiro, que tinha validado a majoração dos preços do gás natural distribuído para grandes consumidores.

56 Embora a participação da iniciativa privada seja recente no setor de gás natural, pode-se verificar movimentos de integração vertical e de concentração de mercado. 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. Da mesma forma, outros acionistas do gasoduto, a Enron e a Petrobras, já dispõem de participação acionária em diversas distribuidoras de gás natural nos estados do Nordeste.

competitiva do setor elétrico brasileiro. Para isso, é necessário que, além da introdução de um programa mais agressivo de abertura do mercado cativo de energia elétrica, os próximos períodos revisionais viabilizem a apropriação, pelos pequenos consumidores, 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.

Não deve ser descartada, ainda, a possibilidade de adoção de mecanismos de regulação por desempenho (*yardstick competition*)⁵⁷ das distribuidoras regionais, com a publicação de rankings de desempenho dessas empresas para ensejar maior transparência de custos para os consumidores e, conseqüentemente, possibilitar a redução de assimetrias de informação para o regulador. Esse recurso foi utilizado em agosto de 1999, pela Aneel, com a publicação da relação de desempenho de qualidade das 20 concessionárias com o maior número de consumidores no Brasil.

No entanto, é desejável que a Aneel aprimore os mecanismos de 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 mil 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 registrados, automaticamente, na Aneel, falhas no fornecimento de energia, sem depender das informações das operadoras.

5. Considerações Finais

Em linhas gerais, a política regulatória implementada no Brasil para o setor de energia elétrica utiliza, em essência, os mesmos instrumentos regulatórios que vêm sendo utilizados na experiência internacional, com destaque para determinados pré-requisitos básicos para o sucesso dessas medidas, tal como a constituição de agência com autonomia para o exercício da missão regulatória, promovendo um conjunto de políticas que envolvem tanto a proteção dos interesses do consumidor cativo em regime de monopólio quanto a adoção complementar de instrumentos regulatórios mais reativos,

57 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. Esse mecanismo faz com que o monopólio regional seja sensível aos custos e 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).

que enfatizem a regulação da concorrência e a coação de condutas anticompetitivas.

Adicionalmente, verifica-se que as reformas vêm sendo implementadas gradualmente, visando garantir a transição para um ambiente com maior competição possível sem que haja comprometimento das peculiaridades do sistema elétrico brasileiro, que apresenta fortes características de coordenação.

Apesar desses aspectos positivos, a reestruturação do setor elétrico brasileiro encontra-se *inconclusa* e necessita do urgente desenvolvimento de aspectos institucionais e regulatórios para que se obtenha a expansão da capacidade geradora do sistema e, ao mesmo tempo, sejam garantidas a modicidade, a continuidade e a qualidade dos serviços.

Dentre os aspectos que merecem aperfeiçoamento, podem-se destacar a necessidade de articulação com a ANP para a reestruturação competitiva e a montagem de aparato regulatório de defesa da concorrência no setor de gás natural, a fórmula de repasse para as tarifas cobradas dos consumidores cativos dos ganhos de eficiência produtiva obtidos pelas concessionárias de distribuição e, por fim, o aprimoramento dos mecanismos de fiscalização dos contratos de concessão, visando garantir a continuidade e a qualidade dos serviços.

Referências Bibliográficas

- BNDES. *Informe infra-estrutura 37*. Rio de Janeiro: BNDES, ago. 1999.
- CARTA LCA. *Setor elétrico: avanços e incertezas*. Análise Setorial, p. 16-23, jun. 1999.
- COOPERS & LYBRAND. *Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Brasília, jun. 1997, mimeo (Relatório Consolidado Etapa IV-1).
- ELETROBRÁS. *Plano decenal de expansão 1997/2006*. GCPS, dez. 1996.
- GOMES, F. B., LEAL, C. *A privatização e a nova regulação do setor elétrico*. Rio de Janeiro: BNDES, 1999, mimeo (Texto para Discussão Interna).
- GOMES, F. B., MONNERAT, S. A questão regulatória nas privatizações da Light e da Escelsa. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, n. 6, 1996.
- LEAL, C. Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, n. 10, dez. 1998.

- MME (MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA). *Projeto RE-SEB – documentos contratuais e regulamentares*. Versão preliminar, dez. 1997.
- MME/DNDE-ANEEL-ELETOBRÁS. Boletim semestral Siese. *Síntese 1998*, 1998.
- MME. 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 termoelétricas, no curto prazo [www.mme.gov.br (1999)].
- NETO, Diogo. 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. Hélder (orgs.). *Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 1997.
- OLIVEIRA, A., PIRES, J. C. L. *Setor elétrico brasileiro: diagnóstico e perspectivas*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1994, mimeo.
- PIRES, J. C. L. *Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e de telecomunicações*. Rio de Janeiro: UFRJ, Instituto de Economia, jul. 1999 (Tese de Doutorado).
- PIRES, J. C. L., PICCININI, M. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, jul. 1998 (Texto para Discussão AP/Depec, 64).
- ROSA, L., TOLMASQUIM, M., PIRES, J. C. L. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Editora Relume Dumará, 1998.
- SOUTO, M. J. *Desestatização, privatização, concessões e terceirizações*. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 1999.

