

Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado

Tiago B. Correia

Ministério de Minas e Energia – MME

Elbia Melo

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Agnes M. da Costa

Ministério de Minas e Energia – MME

Adriano J. da Silva

Ministério de Minas e Energia – MME, Brasil

Resumo

Este trabalho apresenta as alternativas de negociação de energia elétrica no Brasil que emergiram de pouco mais de uma década de reformas estruturais e institucionais. Para tanto, se descreve as características típicas da indústria elétrica brasileira, a experiência internacional e o processo histórico de reestruturação verificado no Brasil, buscando identificar os erros e as soluções encontradas. Com isso espera-se auxiliar na compreensão do novo ambiente comercial e institucional do país e as novas perspectivas que se apresentam aos agentes do setor.

Palavras-chave: Regulação Econômica, Indústria de Energia Elétrica Brasileira

Classificação JEL: L51, L94

Abstract

This paper aims at presenting electricity negotiation alternatives in Brazil, which have resulted from a decade of structural and institutional reforms. With the purpose of achieving that, the specific characteristics of the Brazilian electric industry, the international experience and the historical restructuring processes witnessed by Brazil are going to be described, so that mistakes and solutions can be high lightened. As a consequence, it is expected that a wider picture not only of the new commercial and institutional environment in the country but also of the new perspectives faced by the agents in the electric sector is created.

1. Introdução

O Brasil atravessa hoje um momento de intenso debate e de expectativas sobre o futuro do setor de energia elétrica nacional e a capacidade do novo modelo institucional garantir a expansão da oferta, evitando uma nova crise de suprimento em 2009 ou 2010. É justamente a análise do processo de reestruturação setorial iniciado na década de 1990 e das atuais perspectivas de investimento que motiva o presente artigo. Espera-se que a compreensão da experiência brasileira seja interessante tanto para outros países, que passam por processos semelhantes, quanto para investidores privados que permanecem no mercado brasileiro e pretendem continuar investindo no país.

No entanto, antes de se iniciar o estudo das diferentes reformas institucionais realizadas nos últimos 15 anos, é interessante notar que o início deste processo se deu dentro de um contexto global marcado pela crise fiscal dos Estados e pela liberalização de diversos mercados tradicionalmente ocupados por empresas estatais. De fato, a década de 1990 foi marcada pela crescente contestação da capacidade dos Estados sustentarem os investimentos produtivos de forma eficiente sem comprometer a eficácia de sua atuação nas áreas específicas da atividade estatal, como saneamento e segurança pública.

Além disso, vale recordar que o início dos anos 90 foi marcado pela re-inserção das economias periféricas ao mercado internacional mediante intervenção do Fundo Monetário Internacional (FMI) e banco mundial, que condicionaram a liberação de empréstimos à execução de reformas institucionais que implicassem na redução do tamanho e dos gastos dos governos. Assim, muitos países em desenvolvimento, principalmente na América Latina, enxergaram nas privatizações uma excelente oportunidade para inverterem um processo de corrosão das finanças públicas, abrindo espaço para o controle de suas dívidas externas, elevadas pelas duas crises do petróleo e pela elevação dos juros norte americanos pelo presidente do Federal Reserve Bank, Paul Volcker.

Deste modo, a partir da constatação do esgotamento do modelo estatal na indústria elétrica nacional, o governo brasileiro iniciou um processo radical de reestruturação patrimonial (privatizações) de modo a viabilizar a introdução de um mercado competitivo de energia elétrica, que, além disso, demandaria:

- A separação funcional das atividades da indústria elétrica em geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- A liberalização dos agentes e a criação de um mercado atacadista de energia elétrica;
- A regulação dos serviços de transmissão e distribuição, garantido-se o livre acesso às redes de energia elétrica;
- A criação de um operador independente do sistema (ONS) e de uma agência reguladora (ANEEL).

* Recebido em abril de 2005, aprovado em março de 2006.
E-mail address: tbcorreia@gmail.com.

Entretanto, o primeiro movimento da reforma brasileira nunca foi concluído. Por razões que serão discutidas com mais detalhes ao longo do artigo, o mercado liberalizado de energia elétrica não funcionou adequadamente, sendo restringido por diversas falhas cruciais como: limitações na revelação de preços; dificuldade de resposta a custos por parte dos pequenos consumidores; ausência de mecanismos de *hedge* e poder de mercado.

Ademais, de acordo com Lee (2004) a eletricidade possui características peculiares, que a distingue das demais mercadorias. Primeiro, ela desempenha um papel crítico na manutenção das atividades diárias relacionadas ao bem-estar da população. Além disso, trata-se de um bem local com restrições significativas para transportes por longas distâncias não sendo, tampouco, facilmente estocada, de modo que deve ser produzida concomitantemente ao seu consumo. Finalmente, ela necessita de intervalos de tempo consideráveis e grandes volumes de recursos para a construção de novas unidades geradoras e para a expansão das linhas de transmissão e distribuição. Conseqüentemente, a curva de oferta da energia elétrica é inerentemente pouco elástica nas proximidades da capacidade limite de oferta e elevações recorrentes de preço e volatilidade não podem ser evitadas em mercados com pouca capacidade ociosa.

No caso específico do Brasil, a liberalização do mercado de energia elétrica esbarrou em dificuldades adicionais para de se adaptar, sem um planejamento integrado, a estrutura majoritariamente hidrelétrica com crescimento forte da demanda. Além disso, ocorreram diversas contradições e falhas de implementação que comprometeram todo o processo, aumentando a incerteza regulatória. Como resultado, não se consolidou um mercado de energia elétrica capaz de emitir os sinais necessários para a realização de novos investimentos, ao passo que os agentes preocupavam-se principalmente com a aquisição de empresas públicas, investindo pouco na expansão da oferta.

Na realidade, a indústria elétrica nacional permanecia em uma situação transitória e não programada quando foi deflagrada a crise de oferta de 2001 e, com o resultado da eleição presidencial do ano seguinte, sofreu uma dramática reformulação. O processo de reestruturação foi redirecionado, então, de uma postura pró-mercado para um modelo com bases mais firmes em regulação e intervenção estatal, que recolocava o planejamento integrado do setor em uma posição central e concentrava as transações relevantes para os consumidores cativos em contratos de longo prazo.

Esse artigo aborda a evolução das reformas institucionais do setor elétrico brasileiro, que se iniciou baseada nas experiências internacionais com foco na liberalização dos mercados, nas privatizações e na redução do papel do Estado, mas que precisou ser adaptada às características específicas do setor no Brasil e acabou por incorporar a retomada do planejamento centralizado da expansão do sistema. Neste sentido, o artigo é dividido em 6 seções além da introdução: na Seção 2 apresentar-se a conjuntura em que o setor elétrico se encontrava no início das reformas e os princípios desta; na Seção 3 discorrer-se sobre a crise que se deflagrou sobre o setor como consequência das medidas adotadas na primeira

reforma; a Seção 4 versa sobre os instrumentos introduzidos pela contra-reforma para garantir o desenvolvimento e a expansão do setor elétrico; a Seção 5 aponta para as perspectivas enfrentadas pelo mercado de energia elétrica; e ainda, ao final, uma conclusão sobre as lições que o período de reformas nos deixa e sobre alguns desafios remanescentes.

2. A Reforma Brasileira da Indústria Elétrica

A experiência brasileira com monopólio público na indústria elétrica, apoiado na regulação por custo-de-serviço, operou razoavelmente bem por um longo período, permitindo que o país expandisse sua capacidade de fornecimento de eletricidade em mais de 500% desde 1973 (BEN 2004). No final da década de 1970, todavia, com a crise de débito do Estado precipitada pela mudança nos juros básicos dos Estados Unidos, a capitalização do governo brasileiro foi drasticamente reduzida (Oliveira e Araújo 1996). Concomitantemente, a alternativa de se financiar a expansão da oferta de eletricidade com o capital próprio das empresas estatais foi esgotada durante a década de 1980, com a compressão das tarifas como parte da política anti-inflacionária adotada.

Além disso, verificou-se a gradativa perda de eficiência das empresas, devido à existência de um mecanismo intra-setorial de compensação de resultados financeiros que desestimulava a busca por ganhos de produtividade, já que todos os eventuais excedentes tinham de ser repassados a outras empresas do setor (Pires e Goldstein 2001). Este mecanismo prevaleceu até a aprovação da Lei 8.631 de 1993, que promoveu uma mudança radical nas tarifas, liberando os custos setoriais das políticas monetárias de controle da inflação.

Esta recomposição foi acompanhada, ainda, pela socialização das dívidas acumuladas com a política setorial da década de 1980, numa tentativa de revitalização da indústria elétrica. Posteriormente, com a continuidade da crescente ameaça de escassez de eletricidade associada ao colapso dos investimentos setoriais, a reestruturação foi acelerada no início de 1995, com a Lei 8.987 que regulamentou o processo de concessões dos serviços do setor elétrico para investidores e a desestatização dos empreendimentos existentes.

Nesta época, o sistema elétrico nacional já era bastante complexo, com capacidade de geração instalada de 59,3 GW^{2 1} (BEN 2004) e mais de 171.000 km de linhas de transmissão. O consumo, por sua vez, era concentrado em dois grandes sub-sistemas interconectados, o Sul-Sudeste-Centro-Oeste e o Norte-Nordeste, além de pequenos mercados isolados em localidades remotas, principalmente na região amazônica (Mendonça e Dahl 1999).

Cada Estado da federação possuía, ainda, pelo menos uma empresa de energia elétrica operando sobre uma área de concessão bem definida, que geralmente

¹ A matriz elétrica brasileira em 1993 era dominada pela geração hidrelétrica que respondia por cerca de 86,4% da capacidade instalada, enquanto 13,6% provinha de unidades termelétricas (12,4% de térmicas convencionais e 1,2% nuclear).

correspondia ao Estado inteiro.² Exceto por CESP, CEMIG, CELG e COPEL, que eram verticalmente integradas e tinham uma grande capacidade de geração instalada, a maior parte das empresas de posse dos Estados era de distribuidoras que adquiriam energia elétrica dos fornecedores federais (ELETROSUL, FURNAS, CHESF e ELETRONORTE), que, por sua vez, respondiam por aproximadamente 54% de toda a geração,³ 32% das linhas de transmissão e 6% da distribuição. O governo federal controlava, também, todos os sítios para o desenvolvimento de novos empreendimentos hidrelétricos, detinha o poder de legislar sobre a energia elétrica e o direito de autorizar concessões ou realizar por conta própria a expansão do sistema. Finalmente, era responsável pela coordenação do despacho e equalização tarifária do sistema.

A princípio, o discurso oficial da época admitia que as privatizações deveriam ser precedidas da construção de um sistema regulatório adequado, capaz de promover a concorrência onde possível e, na impossibilidade desta, gerar incentivos para ganhos de qualidade e eficiência por meio da atuação de um regulador independente e com autonomia decisória e financeira. Assim, a Lei 9.427 de dezembro de 1996 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, mas não hierarquicamente submetida a este, de modo que seus diretores possuem um mandato fixo.

Entretanto, a alienação de duas empresas de distribuição, na época sob controle federal, (ESCELSA em 1995 e LIGHT em 1996) antecedeu a implementação da ANEEL, que ocorreu apenas em outubro de 1997. Conseqüentemente, a própria capacidade da Agência de executar obrigações sobre o setor privado foi fragilizada desde o início, sendo os dois primeiros contratos com distribuidores privados assinados sem sua interveniência. Ademais, de acordo com Pires e Goldstein (2001) existe um problema crítico de coordenação institucional entre a ANEEL, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a Agência Nacional de Águas (ANA), tendo em vista que algumas questões importantes para o funcionamento do setor elétrico - como, por exemplo, a regulação da indústria do gás natural e o uso das águas, respectivamente - recaem sobre a responsabilidade desses dois últimos órgãos.

Paralelamente, as privatizações foram acompanhadas de inconsistências significativas nas novas regras contratuais. Aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessão e aos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras encerravam potenciais fontes de conflito entre os interesses dos agentes setoriais, dificultando a atuação da agência reguladora. Como reflexo, a ANEEL não dispôs de condições suficientes para definir, com a agilidade necessária, regras que estimulassem a entrada de novos agentes, acrescentando novos investimentos para a ampliação da oferta de energia elétrica. Como exemplo, pode-se citar a demora em se definir as tarifas de transmissão e o mecanismo de repasse dos custos de compra do gás natural importado, que atrasaram respectivamente, o início das licitações

² Apenas São Paulo e Rio de Janeiro possuíam mais de uma companhia elétrica.

³ Esta distribuição da geração não inclui a usina binacional de Itaipu que, desde 1991, tem uma capacidade instalada de 12.600 MW.

de novas linhas de transmissão e de novos projetos de geração (Pires e Goldstein 2001).

Sendo assim, a despeito de um início precipitado, o cronograma das reformas institucionais e das privatizações sofreu diversos atrasos e a intenção de alienar as quatro grandes geradoras federais acabou por ser abandonada. De fato, as distribuidoras estatais eram cronicamente inadimplentes (em função do sucateamento de suas finanças e da perda de eficiência ao longo da década de 1980), tornando impossível o ingresso de investidores privados na atividade de geração sem garantias concretas de que as empresas de distribuição teriam condições de pagar pelo suprimento de energia elétrica (Carvalho 2001). A solução escolhida pelo governo federal foi acelerar a venda das distribuidoras federalizadas e pressionar politicamente os diferentes Estados para privatizarem suas respectivas empresas de distribuição.

Como conseqüência, seguiram-se complexas negociações e inevitável desgaste político que atrasou todo o processo de reestruturação e resultou em um desenho de mercado peculiar, em que as privatizações avançaram principalmente na atividade de distribuição (que permanecia regulada, lidando com consumidores cativos) enquanto a geração, segmento com maior espaço para concorrência, continuava predominantemente federal.

Ao mesmo tempo, as reformas necessárias para a redução das falhas de mercado e maximização dos efeitos benéficos da competição, tais como a liberalização dos grandes consumidores e a regulamentação do mercado atacadista de energia elétrica, foram conduzidas com a mesma letargia. Apenas em 1998 o Decreto MME 2.655 determinou as características do mercado brasileiro de energia elétrica e definiu o papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro (ONS).

Em relação ao ONS, é interessante destacar que a existência de um parque gerador predominantemente hidrelétrico e dominado por grandes usinas (UHE) implica em algumas peculiaridades. Em primeiro lugar, a presença de reservatórios associados às usinas permite, na prática, o armazenamento de energia e a modulação da geração pelas UHEs, possibilitando ajustes rápidos e pouco custosos a picos de demanda e de consumo. Ao mesmo tempo, o nível dos reservatórios é influenciado pela sua capacidade de armazenamento, pelo uso efetivo da água e pelo regime de aflúncias, estando, portanto, sujeito à incerteza climática. Assim, embora a própria existência dos reservatórios permita a administração de tal risco, este não pode ser completamente eliminado. Sendo assim, a gestão dos reservatórios deve ser condicionada pelo custo de seu deplecionamento em função do custo de outras fontes geradoras e do impacto econômico do colapso do fornecimento de energia elétrica.

Além disso, como os aproveitamentos comumente se encontram interligados dentro de um mesmo rio ou bacia, o despacho das diferentes usinas deve ser realizado de acordo com a otimização de um sistema com reservatórios em cascata, onde a geração das plantas situadas no início da cadeia provoca externalidades nos demais reservatórios. Conseqüentemente, a liberalização da indústria elétrica brasileira necessita um operador central revestido de independência e autonomia,

uma vez que suas decisões se relacionam diretamente com a remuneração dos geradores e com a segurança e manutenção do suprimento. Trata-se, portanto, de um ponto central no arcabouço regulatório brasileiro que deveria ter antecedido as privatizações.

No que concerne à promoção da concorrência nos diferentes segmentos da Indústria de Energia Elétrica, a reestruturação do setor previu a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) com o intuito de instituir um ambiente propício para a formação de preços e para a sinalização de oportunidades de investimento no setor. Todavia, a implementação do MAE também apresentou uma morosidade excessiva, principalmente em razão de dois fatores:

- Foi deixada a cargo dos próprios agentes que comporiam o mercado a elaboração das regras de participação no mesmo, de modo que o objeto de discussão se tornou a questão da representatividade e não a elaboração de regras de negociação e liquidação de contratos;
- A liberação dos contratos iniciais de energia foi prevista para ocorrer 5 anos após a criação do MAE o que resultou numa falta de urgência e de estímulo para que os agentes cooperassem para a implementação rápida do mercado.

Além disso, falhas na fixação dos parâmetros de operação do ONS implicaram na subutilização da capacidade termelétrica,⁴ acelerando o ritmo de deplecionamento dos reservatórios. Neste ponto, é importante notar que não se tratou de má atuação do Operador, uma vez que este atuou rigorosamente dentro das regras de despacho vigentes na época. Simplesmente, alguns parâmetros foram fixados de forma incorreta, como a aparente subestimação do custo de déficit, fixado em R\$ 684,00 por MWh (CBEE 2003). Provavelmente, aspectos políticos pesaram nesta decisão, pois um valor mais elevado implicaria em aumentar o despacho termelétrico o que, embora poupasse os reservatórios e diminuísse a probabilidade de racionamento futuro, implicaria em tarifas mais elevadas no curto prazo.

Finalmente, os investimentos privados não aconteceram com o volume necessário e, ironicamente, a maior parte da nova capacidade instalada foi construída por, ou em parceria com, empresas estatais, inclusive a Petrobrás. Assim, tornava-se evidente que o aporte de recursos privados no setor estava longe de ser uma panacéia, sendo insuficiente para arcar com as desestatizações e, concomitantemente, realizar as inversões necessárias para expansão da oferta. Como resultado, os investimentos somados foram insuficientes para atender o crescimento da demanda e, em maio de 2001, os cálculos do ONS indicaram a necessidade de uma redução imediata de 20% no consumo de eletricidade para prevenir o completo esvaziamento dos reservatórios de água e os subseqüentes blecautes.

⁴ As usinas térmicas existentes permaneceram ociosas mais de 60% do tempo no ano anterior ao racionamento.

3. A Crise do Setor Elétrico Brasileiro

De acordo com Pires et alii (2002), a crise brasileira de suprimento teve origem na fadiga do antigo modelo estatal, que tornou necessária a transição para um modelo competitivo. Destacando-se que a situação financeira crítica do Estado brasileiro demandava uma reforma radical e uma transição curta, enquanto as enormes dimensões do Brasil e a complexidade de seu sistema elétrico (e político), somadas à aparente subestimação das dificuldades de transição, conspiraram para a falta de sincronia entre as diferentes etapas do processo de reestruturação, precipitando o colapso da oferta de eletricidade.

Sendo assim, a construção de um modelo regulatório adequado não ocorreu no Brasil, fazendo com que as dificuldades de implementação se desdobrassem em imperfeições críticas no desenho institucional. Este foi o caso, por exemplo, da forma de elaboração dos contratos iniciais, celebrados entre geradores e distribuidores em 1997, que, de acordo com Pires et alii (2002):

- Herdaram as condições contratuais existentes nos antigos contratos de suprimento entre esses agentes, de forma que a totalidade da demanda continuou contratada, inexistindo margem de segurança para os geradores e tampouco incentivo à contratação por parte dos distribuidores;
- Estabeleciam cláusulas para situações de racionamento que quando confrontadas com as regras do MAE geravam controvérsias sobre a sua aplicabilidade.

Araújo (2001), por sua vez, também destaca as falhas de implementação e de regulação como responsáveis pelos erros de ritmo e de operação da reforma da indústria elétrica brasileira, mas presta atenção especial para o desenho do modelo adotado. Neste ponto, ele defende que a reestruturação proposta tinha dois objetivos centrais: obter ganhos de eficiência com a introdução da competição no setor elétrico e superar a crônica escassez de recursos para investimentos. Entretanto, não se respeitou a peculiaridade do sistema elétrica nacional, notadamente, a predominância da geração hidrelétrica organizada em torno de grandes empreendimentos operando em cascata.

Tais características fazem com que o mercado elétrico brasileiro ainda seja dominado por importantes economias de escala; grande concentração de capital; restrições de transmissão; e baixa elasticidade-preço, que aumentam consideravelmente o poder de mercado dos agentes. Lamentavelmente, sob estas restrições, o grau de competição real pode não ser suficiente para assegurar uma expansão da oferta de energia elétrica eficiente, sem o advento de crises cíclicas de abastecimento. De acordo com Araújo (2001), para se garantir competição sem práticas excessivas de poder de mercado seriam necessárias três condições: crescimento lento da demanda; alternativas baratas de geração; e uma margem confortável de capacidade ociosa do sistema (geração, transmissão e distribuição). Condições, estas, pouco parecidas com as verificadas no Brasil em 1993, 2001 ou agora.

Sendo assim, o governo brasileiro precipitou-se rumo a liberalização de sua

indústria elétrica sem considerar adequadamente as limitações de tal estratégia, que já eram, inclusive, evidentes. Analisando os resultados das reformas empreendidas no Reino Unido, Noruega, Alberta e Califórnia, Woo et alii (2003), sugerem que os mercados não funcionam adequadamente na indústria elétrica, sendo restringidos por diversas falhas cruciais como: limitações na revelação de preços; dificuldade de resposta a custos por parte dos pequenos consumidores; ausência de mecanismos de hedge e poder de mercado. Deste modo, o resultado da liberalização, sem um sistema regulatório robusto, deve ser o aumento da volatilidade do preço e o crescimento do risco de crises setoriais e blecautes.

Em outro trabalho, Hattori e Tsutsui (2004) examinaram o impacto econômico da reestruturação da indústria elétrica nos países da *Organization for Economic Co-operation and Development* (OECD) e concluíram que, embora tenham sido capazes de reduzir as tarifas de energia elétrica dos grandes consumidores, as reformas aumentaram a diferença entre os preços pagos por estes e pelos consumidores residenciais. Ademais, a desverticalização da indústria elétrica não evita a prática de poder de mercado por parte dos geradores e, também, não resulta em ganhos com a redução das tarifas. Pelo contrário, pode implicar em custos extras de transação que onerem ainda mais os consumidores.

Para Sauer (2002), a constante falta de investimentos no Brasil, mesmo depois das reformas da década de 1990, reflete a incapacidade de ajustar o modelo liberal competitivo às tipicidades da indústria elétrica brasileira. A disponibilidade de energia para consumo no setor elétrico nacional é fortemente correlacionada com o regime hidrológico das grandes bacias hidrográficas, que sob condições normais, oferece uma grande segurança de abastecimento, mas que também pode significar uma enorme volatilidade no custo de uso da água. Esta característica reflete diretamente nos custos de geração que, associados a um produto homogêneo como a energia elétrica, não funcionam como uma referência eficiente para os investidores, consumidores e governo.

Sendo assim, a partir de uma situação de esgotamento do padrão de gestão estatal do setor, o Governo brasileiro não foi capaz de responder adequadamente aos desafios que se apresentaram para a revitalização da indústria elétrica nacional. Na verdade, embora o governo e os agentes conhecessem, mesmo antes do início da liberalização, as questões levantadas como responsáveis pela crise setorial, optou-se pelo caminho fácil da retirada acelerada do Estado. Oprimido por uma dívida pública hipertrofiada, o governo esperava que, embarcando em um ambicioso programa de desestatização, seria capaz de simultaneamente aumentar as receitas públicas e amortizar parte de suas dívidas.

Entretanto, o sucesso financeiro obtido mostrou-se efêmero do ponto de vista macroeconômico, dado que as privatizações ocasionaram impactos negativos na distribuição de renda nacional, agravando a desigualdade social. Ao mesmo tempo, apesar de representarem aportes de capital no curto prazo, implicam em mais remessas de lucro para o exterior, pressionando o equilíbrio externo no futuro (Gabriele 2004).

Em todo caso, diante do cenário de escassez que se observava, o governo

federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), com o objetivo de propor e implementar medidas para superar as dificuldades impostas no curto prazo, criando as condições para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro no futuro. Explicitando, assim, a fragilidade do poder real da ANEEL. De fato, se havia uma agência reguladora atuando desde 1997, além do próprio Ministério, por que criar um órgão ad hoc para encarregar-se da arbitragem da crise? Na realidade, o racionamento implicou na perda, mesmo que momentânea, de parte da autoridade da ANEEL e do MME, o que justificaria a participação da Casa Civil por meio da GCE.

A primeira medida adotada foi a implementação de um programa de racionamento para reduzir o consumo abaixo da média verificada entre maio, junho e julho de 2000. Para estimular o cumprimento do programa, foram estabelecidas metas de consumo e um sistema de sobre-tarifas e bônus. Os montantes foram fixados em 20% de redução para os consumidores residenciais com consumo superior a 100kWh/mês, 20% para os consumidores comerciais, e entre 20% e 25% para os consumidores industriais. O racionamento foi, é importante notar, autogerido, cada consumidor tinha o direito de escolher quando e como atingir suas metas. Tal estratégia permitiu a existência de um sinal de preço correto e resultou em um corte de consumo superior a 38.000 GWh (Pires et alii 2002). Além do programa de racionamento, o governo brasileiro criou um mecanismo de mercado para mitigar os impactos econômicos no setor produtivo, que permitiu que os diferentes agentes negociassem seus direitos de consumo⁵ em leilões públicos diários ou por contratos bilaterais.

Todavia, em junho de 2001 o ONS concluiu que, se a estiagem persistisse por mais algum tempo, o sacrifício realizado pelo programa de racionamento poderia não ser suficiente para garantir a segurança do suprimento sem uma expansão emergencial de curto prazo da capacidade de geração. Assim o governo brasileiro se viu obrigado a contratar a construção de usinas termelétricas emergenciais, totalizando 2.155 MW instalados para contar com uma margem de segurança melhor até 2005. Evidentemente, tal esforço significou a incorporação de custos elevados ao sistema, que foram transferidos aos consumidores, por meio do Encargo de Capacidade Emergencial (ECE), que ficou conhecido na imprensa nacional como “seguro apagão”.⁶

No mesmo mês, a GCE criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que promoveu a realização de um Acordo Geral do Setor entre os diferentes agentes do mercado. Com o racionamento, diversas controvérsias surgiram: em primeiro lugar, quanto à forma de aplicação de determinadas cláusulas contratuais entre geradoras e distribuidoras; em segundo lugar, quanto à aplicação do princípio de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

⁵ As metas de consumo estabelecidas pelo governo consistiam-se, na verdade, em direitos ou quotas de consumo que podiam ser transferidas por meio de contratos específicos.

⁶ De março de 2002 à dezembro de 2004 a arrecadação do ECE pelos consumidores atingiu o montante de R\$ 4,52 bilhões.

Além disso, o racionamento modificou significativamente o padrão e os hábitos de consumo com a substituição da eletricidade por outras fontes energéticas; pela troca dos aparelhos ineficientes; e, finalmente, pela redução do desperdício. Conseqüentemente, as empresas do setor tiveram suas receitas reduzidas, sem ter liberdade de aumentar as tarifas e não podendo, tampouco, reduzir seus custos em razão da obrigação de continuar a prestar os serviços previstos nas concessões. As empresas passaram, então, a enfrentar uma crise de liquidez e prejuízos operacionais (Pires et alii 2002).

Nesse sentido, o mencionado Acordo Geral do Setor Elétrico, firmado pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que entre outros dispositivos, estabeleceu o re-equilíbrio econômico-financeiro presente nos contratos de concessão por meio de uma Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), que resultou em aumentos de 2,9% para os consumidores residenciais, com exceção dos de baixa renda que foram isentos, e de 7,9% para os consumidores industriais. Por outro lado, para diluir ao longo do tempo o impacto do aumento tarifário sem comprometer ainda mais as concessionárias, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) concedeu financiamento às empresas no montante a ser recomposto.

Uma vez superada a escassez de energia, o setor foi precipitado para o outro extremo, apresentando então excesso de oferta, o que fez com que o preço, que estava no patamar superior de R\$ 684,00/MWh, atingisse um mínimo de R\$ 4,00/MWh em outubro de 2002. Neste contexto, foi realizado em 19 de setembro de 2002, o primeiro leilão de contratos de energia do MAE,⁷ quando os geradores não conseguiram vender toda a sua energia assegurada, sofrendo, também, uma queda de receita. Percebe-se, portanto, que o final do racionamento não marcou o final da crise do setor elétrico brasileiro, que espalhou-se desde o consumo e a distribuição até a geração.

Ademais, a crise de confiança detonada pela falência da ENRON, em dezembro de 2001, nos Estados Unidos, conseqüência de possíveis distorções dos dados contábeis da empresa, agravou as condições financeiras de outros agentes, inclusive, no Brasil. A expectativa de que o comportamento da ENRON não tenha sido exclusivo, fez com que os investidores se afastassem do setor elétrico, dificultando o levantamento de recursos para estabilizar o caixa das empresas (CEPAL 2005). Ressalte-se ainda, que parte das multinacionais que ingressaram no mercado brasileiro de energia elétrica, no momento das privatizações, contraíram dívidas em moeda estrangeira e já haviam sido surpreendidas pela desvalorização do real em 1999.

Com isso, foi novamente necessária a intervenção do governo que por meio do BNDES formatou o programa para o saneamento financeiro das empresas de distribuição de energia elétrica, liberando um aporte de recursos da ordem de um bilhão de dólares. Em contrapartida, o BNDES exigiu que as empresas convertessem as dívidas dos acionistas em capital; que fossem criadas debêntures conversíveis em ações; adoção de regras rígidas de governança (nível 2 da BOVESPA); e alongamento da dívida de curto prazo com bancos privados de no mínimo 30%. Com

⁷ Que iriam substituir a primeira parcela de Contratos Iniciais que venceriam no final de 2002.

esta capitalização e com a retomada do crescimento da demanda, principalmente a partir de 2004, onde o consumo voltou ao patamar do ano 2000, as empresas recuperaram seus caixas e melhoram a situação financeira.

4. A contra-reforma brasileira

A partir da constatação do esgotamento da capacidade de investimento do modelo estatal, tentou-se uma rápida transição para um modelo privado. No entanto, como isto não se confirmou, tornou-se necessário a formatação de um modelo setorial alternativo, capaz de equilibrar a convivência dos capitais público e privado em um ambiente competitivo. Trata-se, portanto, de uma contra-reforma regulatória que, destituída de qualquer juízo de valor, representa um recuo em alguns aspectos da reforma iniciada na década de 1990 e a construção de regras institucionais para o retorno do planejamento central e estatal e para os investimentos públicos que haviam sido abandonados.

Isto ocorreu porque, após uma década de reformas, a expectativa de expansão da oferta juntamente com ganhos de qualidade na prestação dos serviços de fornecimento, segurança de suprimento e redução tarifária não se concretizaram. Pelo contrário, de acordo com a ANEEL,⁸ no período de 1995 a 2001 as tarifas médias de consumo cresceram mais de 106% – contra uma variação de 46% do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) calculado pelo IBGE – e a relação entre o valor cobrado do consumidor residencial e do industrial elevou-se mais de 25%. Além disso, sob condições hidrológicas normais (três anos com aflúências acima e dois abaixo da média), o deplecionamento excessivo dos reservatórios, resultados da falta de investimento, desencadeou, seqüencialmente, a necessidade de racionamento do consumo de energia elétrica e a crise financeira das distribuidoras, afetando o bem estar da população brasileira e o desenvolvimento econômico. De fato, a expansão do Produto Interno Bruto (PIB) nacional foi severamente afetada e o crescimento de 4,36%, ensaiado em 2000, foi abortado, o que fez com que a economia amargasse resultados fracos nos dois anos seguintes: 1,31% em 2001 e 1,91% em 2002.

Em tal contexto, o governo brasileiro, após a eleição presidencial de 2002, iniciou um novo ciclo de reestruturação da indústria elétrica nacional. Primeiro, com a divulgação em 2003 de propostas para um novo paradigma institucional e, posteriormente, a consolidação regulatória com as Leis 10.847 e 10.848, em março de 2004 e seus respectivos decretos. O ponto principal do atual modelo é a maximização da segurança do suprimento de energia elétrica e a universalização do acesso, em harmonia com a eficiência econômica, expressa pelo princípio de modicidade tarifária.

Com relação à segurança do suprimento, o atual modelo brasileiro incorporou:

⁸ Dados disponíveis em <http://www.aneel.gov.br> em 16/03/2005.

- A inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, de modo a reduzir a volatilidade do preço e criar um mercado de contratos de longo prazo (Power Purchasing Agreements – PPAs) que pudesse ser utilizado como garantia junto ao sistema financeiro;
- A obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e consumidores livre de 100% de seu consumo de energia elétrica;
- A instituição de mecanismos de acompanhamento das condições de oferta e demanda do sistema com a criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico;
- A exigência prévia de licenças ambientais para se permitir a participação de um novo empreendimento no processo de licitação, reduzindo a possibilidade de futuras complicações legais e atrasos no encaminhamento das obras, muito comuns no passado;
- A retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A modicidade tarifária, por sua vez, será perseguida por mecanismos mais eficientes de negociação, principalmente com a formação de um pool entre os distribuidores para atuarem como comprador único no mercado de energia. Assim, o governo espera agregar economias de escala e de barganha (poder de monopólio) para favorecer os consumidores cativos e, em contrapartida, reduzir o risco individual dos geradores, diversificando seus parceiros comerciais. Além disso, a compra de energia elétrica deverá ser realizada por meio de leilões públicos, nos quais os ganhadores serão definidos pelos agentes que aceitarem a menor remuneração pelo fornecimento de energia elétrica.

No atual modelo, o mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em dois ambientes de comercialização. O primeiro, para abrigar os consumidores cativos, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o segundo, para assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos consumidores livres, é intitulado como Ambiente de Contratação Livre. Os contratos existentes antes da implementação do novo paradigma institucional serão respeitados e administrados dentro do ACR até sua expiração.

No ACL, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, quantidades, prazos e cláusulas de *hedge*. Ressalte-se, no entanto, que concessionárias estatais de geração, mesmo quando negociando no ambiente livre, devem necessariamente promover ou participar de leilões público, cujos editais, incluindo os contratos, serão submetidos previamente à aprovação da ANEEL.

Os contratos de suprimento de energia no ACR, por sua vez, podem variar entre duas modalidades de contratos:

- Os contratos de quantidade de energia, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;
- Os contratos de disponibilidade de energia, em que os riscos da variação de produção em relação à energia assegurada (placa) são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados.

Além disso, os leilões para a aquisição de energia elétrica serão diferenciados entre leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes ou leilões de energia de novos empreendimentos. A contratação de energia de novos empreendimentos de geração será realizada por licitações com cinco e três anos de antecedência em relação ao ano de realização do mercado (respectivamente leilões em $A - 5$ e em $A - 3$). As primeiras visam à construção de plantas geradoras capazes de iniciar a operação dentro de cinco anos e, similarmente, os contratos firmados pelas licitações com três anos de antecedência visam às obras que possam ser concluídas neste prazo. Os contratos firmados para a aquisição de nova geração devem englobar prazos de duração entre 15 e 35 anos, dependendo do tempo necessário para a amortização dos investimentos, e possuir cláusulas de incentivo à modicidade tarifária. Com isso, espera-se reduzir significativamente o risco de investimentos dos geradores que poderão iniciar o empreendimento com um fluxo garantido de receitas, com taxas aceitáveis de retorno e capacidade de viabilizar financiamento mais barato, principalmente por *Project Finance* e pela vinculação dos recebíveis com garantia junto às instituições financeiras.

Na eventualidade de desvios ou erros na projeção dos mercados, as concessionárias de distribuição poderão realizar leilões anuais de ajuste para a contratação da energia elétrica faltante. O repasse dos custos destes contratos às tarifas de fornecimento será realizado pelo valor mínimo entre o preço contratado e o Valor de Referência (VR) calculado no ano corrente. O VR, que será publicado pela ANEEL, representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores nas licitações $A - 5$ e em $A - 3$ vigentes no ano de efetivação do consumo. A contratação da geração existente, por sua vez, visa atender à carga das geradoras com energia de contratos expirados e também será concluída por meio de leilões. A contratação será na modalidade *contratos de quantidade de energia* e terá prazo mínimo de 3 e máximo de 15 anos. Os preços obtidos nos leilões serão integralmente repassados à tarifa.

O primeiro leilão de energia elétrica (de dezembro de 2004) realizado dentro do novo paradigma institucional foi, justamente, para a comercialização da energia excedente dos empreendimentos existentes. Para tanto foram oferecidos três tipos de produtos na forma de contratos com prazos de oito anos e início de suprimento para 2005, 2006 e 2007, que foram negociados em duas etapas - uma aberta e outra fechada. Na primeira etapa cada proponente vendedor podia realizar ofertas de quantidade de energia elétrica para qualquer produto, desde que limitado pelas garantias físicas de geração para os anos de vigência dos contratos, frente ao preço revelado pelo leiloeiro.

Não ocorrendo o equilíbrio entre a oferta e a demanda (d_1),⁹ ou não sendo atingido o preço de reserva de todos os produtos, o leiloeiro informa novos preços de referência para cada contrato e os geradores apresentam novos lances de quantidade

⁹ A demanda na primeira fase d_1 é resultado da soma das demandas individuais de cada empresa distribuidora mais um montante extra (sobre-demanda) calculado pelo MME e que é subtraído no início da segunda fase. Com isso, o governo garante que as duas fases do leilão terão excesso de oferta, assegurando a concorrência.

ofertada, caracterizando o modelo de *clock auction*.¹⁰ Terminada a primeira fase, os proponentes vendedores classificados realizam um último lance, desta vez de preço, para a quantidade determinada na fase anterior. Assim, ao final da licitação o leiloeiro ordena os melhores lances e as quantidades efetivamente contratadas, e cada vencedor realiza contratos bilaterais com os agentes participantes do *pool* com o preço em R\$/MWh indicado por ele na segunda fase.

É interessante notar que o desenho de leilão adotado buscou simplificar ao máximo o problema de decisão dos proponentes vendedores, que deviam se preocupar apenas com o custo de geração, ao mesmo tempo em que inibia a prática de poder de mercado e dificultava a realização de colusão.¹¹ Com isso, logrou revelar os custos reais do setor e em aproximar o preço desta realidade, refletindo, principalmente, o grande excesso de oferta até 2007. De fato, os preços médios finais ficaram em R\$ 57,51/MWh para os contratos com início de suprimento para 2005 e R\$ 67,33/MWh e R\$ 75,44/MWh respectivamente para os produtos de 2006 e 2007, criando espaço para uma redução significativa das tarifas pagas pelos consumidores finais.

Além disso, cabe ressaltar que a legislação da contra-reforma causou impactos significativos para praticamente todos os agentes do setor. A partir da publicação do Decreto 5.163/04, a atividade de compra de energia das empresas de distribuição teve seus limites de contorno bastante definidos, o universo de possibilidades de contratação foi restringido e a previsão do mercado se tornou um fator de alto risco na atividade de distribuição. A relevância da previsão de mercado foi aumentada visto que instituiu-se penalidades para eventuais erros. O limite de tolerância é de 1% para erros para baixo e 3% para erros para cima. Esta rigidez na contratação, bem como o fato de a maior parcela da energia ser comprada em conjunto (nos leilões de energia nova e existente) fez com que os riscos de preço de energia provenientes de exercício de poder de mercado e compras no curto prazo fossem praticamente eliminados.

5. Perspectivas do mercado de energia elétrica

Com a contra-reforma da indústria elétrica brasileira restaurou-se um ambiente adequado para novos investimentos, necessários para sustentar o crescimento da demanda por energia elétrica. Atualmente, espera-se que o ritmo de crescimento do mercado nos últimos dois anos, em torno de 5% a.a., seja mantido por mais algum tempo, refletindo a retomada da atividade econômica no país e a maior agressividade dos esforços de universalização do acesso ao suprimento de eletricidade, que tem se verificado no atual Governo pelo programa Luz para Todos. Sendo assim, é possível supor que o consumo total atinja o patamar de 396.000

¹⁰ Mais informações sobre teoria e modelos de leilões podem ser encontradas em Klemperer (2004) e Ausubel e Cramton (2004).

¹¹ Além do desenho de leilão possuir mecanismos que encorajassem a traição ao conluio, os proponentes vendedores permaneceram isolados, sem acesso à informações externas, e acompanhados por câmaras durante toda a negociação.

GWh em 2008, representando um acréscimo da demanda de 2.100 MW médios ao ano.

Parte dessa demanda deverá ser atendida pela sobra de energia que resultou da alteração de consumo, dos investimentos emergenciais provocados pela crise de abastecimento e pelo comportamento da hidrologia que vem apresentando resultados acima da média. Tais sobras já vêm sendo negociadas nos leilões de energia existentes previstos no atual modelo institucional. Todavia, a grande oportunidade de negócios deve ocorrer nos leilões para a concessão de novos empreendimentos de geração de energia (leilão de energia nova), onde se espera que os preços reflitam um cenário de equilíbrio entre oferta e demanda. Ou seja, os patamares de preços atuais deverão ser rapidamente superados e o custo da energia elétrica deve intensificar sua trajetória ascendente a partir de 2009.

Além disso, de um modo geral, as regras de repasse tarifário no Decreto 5.163/04 incentivam a contratação em A-5 em detrimento das demais alternativas, indicando a valorização dos grandes aproveitamentos hidrelétricos, os quais exigem mais tempo que os demais para serem implementados. Por outro lado, a definição pelo MME da lista de empreendimentos de referência que serão licitados nos leilões de energia nova deverá contemplar a otimização técnico-econômica do parque hidrotérmico do SIN, bem como do sistema de transmissão associado.

Assim, pode-se, quando necessário, priorizar a licitação de usinas termelétricas ou de fontes alternativas, visando políticas de longo prazo, mesmo porque, tais empreendimentos, embora gerem energia elétrica mais cara, são menos intensivos em capital e geralmente podem encontrar mais facilidades de financiamento. Além do mais, desempenham um papel importante como fontes complementares de geração, minimizando a volatilidade dos reservatórios (e conseqüentemente das tarifas) e aumentando a segurança do sistema de suprimento, na medida que contribui para a diversificação da matriz de geração.

Sobre as expectativas para os novos investimentos, pode-se destacar também a evolução da indústria elétrica na última década. Em 2003 a IEB alcançou a capacidade instalada de geração de 86,5 GW (BEN 2004), uma taxa de crescimento na última década de 4,4% ao ano. A matriz elétrica brasileira, por sua vez, apresenta uma crescente participação termelétrica,¹² que agora responde por cerca de 23% da capacidade instalada, sendo o restante basicamente aproveitamentos hidráulicos.

Esta distribuição ainda reflete, evidentemente, a vocação brasileira para a hidroeletricidade, e deve perdurar por mais algum tempo, dado que o país aproveitou cerca de 30% do seu potencial hidrelétrico. Todavia, deve-se destacar, que a maior parte dos aproveitamentos remanescentes estão principalmente na região amazônica, onde as implicações ambientais são mais delicadas e a distância do centro de carga maior. No entanto, é possível, graças à complexidade e abrangência do sistema de transmissão brasileiro, aproveitar as diferenças dos regimes hidrológicos no país para viabilizar empreendimentos sem grandes

¹² 2.739 MW ou 3,1% da capacidade instalada total são provenientes de usinas de geração a partir de biomassa, assim o Brasil ainda apóia quase 80% de sua matriz elétrica em fontes renováveis.

reservatórios e sem a necessidade de regularização de vazões. Assim, pode-se buscar a expansão da oferta hidrelétrica minimizando os danos ao ecossistema e sem incorrer em custos ambientais proibitivos.

Do ponto de vista de oportunidades no mercado de energia elétrica é importante destacar as oportunidades relativas ao segmento de geração distribuída, pois, ao mesmo tempo em que determinou o fim do auto-suprimento, a legislação atual permite a compra de energia a partir de empreendimentos de geração que se enquadrem, nas definições do Decreto 5.163/04, como geração distribuída. Assim, as distribuidoras que possuem unidades geradoras que se enquadram na definição de geração distribuída, podem optar por continuar a contratar destes empreendimentos até o limite de 10% do seu mercado realizado ao preço da tarifa considerada na última revisão tarifária.

Ao se analisar os impactos causados para os geradores e o grandes consumidores, nota-se que as novas regras do setor exigirão uma maior gestão de riscos e investimentos em ferramentas de auxílio à decisão, visto que suas ações no ambiente regulado possuem pouca mobilidade e poderão envolver comprometimento, no médio prazo, de investimentos já realizados.

Por fim, considerando-se a necessidade de inversões do setor, vale mencionar que foram desenvolvidos recentemente novos instrumentos de investimento via mercado de capitais que tendem a se tornar fontes significativas de recursos. Evidentemente, tais mecanismos não são capazes de revolucionarem sozinhos os investimentos setoriais, tendo sua eficácia obscurecida pelas elevadas taxas de juros já recorrentes no país. Entretanto, pode-se esperar que os Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDCs) e os Fundos de Investimento em Participações (FIPs) ganhem maior importância entre as fontes de recursos disponíveis para o setor. Além disso, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em parceria com o MME, criou um programa especial de financiamento para novos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica que conta com juros abaixo dos valores de mercado, amortização mais alongada e exigência de capital próprio de apenas 30%.

Os FIDCs foram criados pela Resolução nº 2907/01 do Conselho Monetário Nacional (CMN) e regulamentados pela Instrução 356/01 da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), com nova redação dada pela Instrução CVM 393/03, e são fundos que aplicam mais de 50% de seu patrimônio na aquisição de direitos creditórios ou recebíveis. Trata-se de um instrumento valioso para o setor elétrico que agora conta com *Power Purchasing Agreements* tanto nas atividades de geração quanto de transmissão.

Os FIPs, por sua vez, são fundos cujos recursos são aplicados em empresas onde seus administradores participam¹³ da gestão. A Instrução CVM 406, de 27 de abril de 2004, flexibilizou ainda mais o instrumento ao criar a possibilidade de que os FIPs tomem empréstimos diretamente de organismos multilaterais, agências de fomento e bancos de desenvolvimento, no limite de 30% de seus ativos. Já existem

¹³ Podem ser, assim, caracterizados como fundos de *private equity*.

registrados na CVM dois FIPs que investem no setor de energia: o Energia São Paulo – fundo que investe 100% de seu capital na empresa Bonaire Participações S.A. (empresa acionista da CPFL Energia); e o Brascan de Petróleo e Gás. No mais, já foi anunciada a estruturação de 2 outros FIPs que possam investir no setor elétrico: o EcoEnergia, cujo alvo serão os investimentos em geração por fontes alternativas de energia; e o *Brazil Infrastructure Investment Fund* que, se beneficiando da Instrução 406, contará com um aporte de US\$ 500 milhões do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) para investimentos em infra-estrutura.

Buscando complementar as necessidades de financiamento setorial, no dia 09 de novembro de 2005, foi autorizada a criação de uma linha especial de financiamento para apoiar a construção de novas usinas de geração e de linhas de transmissão de energia. De acordo com o modelo formatado pelo BNDES, o banco poderá liberar recursos para até 80% dos itens financiáveis do empreendimento e, com a redução da exigência de capital próprio para 30%, pode-se alcançar uma relação entre *equity/debt* de 70% e 30%.

Além disso, o programa retirou da remuneração do financiamento a parcela atrelada à variação da cesta de moedas. Assim, 80% do financiamento permaneceu remunerado à variação da TJLP adicionada a um spread de 3,5% a.a e os demais 20% serão constituídos pela remuneração de debêntures a serem emitidas pela beneficiária e subscritas pelo BNDES. O principal das debêntures será reajustado pelo IPCA, retirando do setor a necessidade de atrelar a receita da operação dos empreendimentos à variação do IGP-M para proteger os investidores contra variação cambiais que pudessem afetar o pagamento de seus financiamentos. A amortização do financiamento, por sua vez, se dará em 14 anos, somados ao período para construção e seis meses de carência a partir da entrada em operação.

Finalmente, ocorreu a flexibilização das garantias exigidas, não sendo mais preciso a apresentação de fiança dos acionistas ou bancária desde que atendidas as seguintes condições: aporte de recursos próprios equivalentes a pelo menos 35% das fontes de recursos do projeto; integralização dos recursos próprios antes do aporte do BNDES; contratação de seguro-garantia de execução do projeto; contratação de EPC com empresas reconhecidas.

6. Considerações Finais

O objetivo deste trabalho é analisar os recentes movimentos de reformas da indústria elétrica brasileira, para compreender as atuais perspectivas de mercado e de atuação competitiva que resultaram da contra-reforma institucional realizada a partir da crise setorial de 2001 e 2002. Não se trata, portanto, de realizar qualquer juízo de valor, mas de reconhecer as alterações estratégicas na abordagem oficial do governo para imprimir maior competição e mais eficiência na indústria elétrica brasileira, destacando as atuais condições e oportunidades de investimento no setor.

É interessante notar que as primeiras iniciativas de reestruturação setorial foram balizadas pelas idéias do Consenso de Washington e pela necessidade de superar

um enorme desequilíbrio financeiro do governo federal. Sendo assim, a indústria elétrica, bem como todo o setor de infraestrutura, foi incorporada ao Plano Nacional de Desestatização (PND) que previa a alienação maciça das empresas públicas ao capital privado. Com isso, esperava-se reduzir o tamanho do Estado brasileiro, tornando-o mais eficiente, melhorando as contas públicas e transferindo a responsabilidade do investimento para a iniciativa privada.

Lamentavelmente, a primeira reforma realizada não superou as dificuldades de se adaptar a estrutura majoritariamente hidrelétrica com crescimento forte da demanda e com um mercado liberalizado e sem um planejamento integrado (Araújo 2001). Além disso, as contradições e falhas de implementação fizeram com que todo o processo fosse comprometido, aumentando as incertezas de mercado (Pires et alii 2002). Como resultado, não se consolidou um mercado de energia elétrica capaz de emitir os sinais necessários para a realização de novos investimentos (Sauer 2002), ao passo que os agentes preocupavam-se principalmente com a aquisição de empresas públicas (CEPAL 2005), investindo pouco na expansão da oferta.

Na realidade, as reformas da década de 1990 foram despidas de política industrial e resultaram no sucateamento da capacidade do Estado de monitorar a evolução do setor e de realizar o planejamento da expansão. Com isso, houve uma inversão de valores, e a liberalização da indústria e a criação do mercado de energia elétrica ocorreram a reboque das privatizações e dos ganhos financeiros decorrentes.

Conseqüentemente, após uma década de reformas acompanhadas pela aceleração das tarifas acima da inflação, do racionamento de energia em 2001 e de uma crise financeira generalizada nas empresas do setor, o governo brasileiro iniciou um ajuste radical na trajetória de reformas setoriais. Em primeiro lugar, suspendeu-se a privatização das geradoras, de modo a concentrar os recursos disponíveis na expansão da oferta, criando, também, mecanismos para incentivar a participação de agentes privados, inclusive em parceria com empresas estatais. Além disso, as alterações institucionais introduzidas pelas Leis 10.847 e 10.848 de 2004, determinaram a retomada do planejamento integrado com a criação da Empresa de Pesquisa Energética, consolidaram a proteção aos consumidores cativos e criaram as condições para o desenvolvimento e amadurecimento de um mercado livre.

Com isso, embora as principais regras regulatórias já estejam estabelecidas e contem com uma coerência mínima para seu adequado funcionamento, o atual modelo institucional incorpora a existência de um período de transição, com o gradual desenvolvimento de um mercado desregulado e crescimento da participação dos investidores privados na atividade de geração. Neste ponto é interessante notar que, a despeito dos preços do mercado regulado estarem reconhecidamente baixos, existe uma crescente atratividade no mercado livre, refletindo ganhos de competitividade dentro da atividade de geração e entre produtores e distribuidoras. De acordo com dados do Relatório de Consumo por Classe dos Agentes, publicado mensalmente pela CCEE, embora o consumo total tenha permanecido no primeiro semestre de 2005 em torno de 32,5 milhões de MWh, o consumo dos autoprodutores cresceu 12% entre janeiro e julho deste ano, sendo o aumento da energia destinada aos consumidores livres de 35% no mesmo período. A participação destes dois

grupos de consumidores, inclusive, representa agora 21% de todo o mercado.

Deste modo, a expansão do mercado livre corrobora a argumentação de que a queda do preço na energia é resultado de instituições mais sólidas, instrumentos regulatórios mais claros e uma conjuntura favorável de momentâneo excesso de energia, não refletindo, portanto, ingerência ou manipulação de preços pelo Estado. Significa, além disso, que, apesar da contra-reforma resgatar o planejamento estatal e interromper as privatizações, o mercado de energia elétrica finalmente está se consolidando, de modo a poder gerar sinais adequados aos novos investimentos no futuro.

Por outro lado, diversas questões para se garantir a segurança do suprimento de energia elétrica ainda precisam ser resolvidas. Atualmente, o ponto mais urgente é a definição de uma rotina integrada entre entidades municipais, estaduais e federais que possa conduzir com mais eficiência o processo de atendimento às exigências ambientais para construção e operação de novos empreendimentos. Os constantes atrasos na liberação de licenças para usinas hidrelétricas, que demandam complexos estudos integrados das bacias hidrográficas, podem forçar a construção de plantas termelétricas que, apesar de aumentarem o custo da energia e emitirem mais poluentes, adquirem as licenças necessárias mais facilmente.

Além disso, as restrições de financiamento ainda representam um importante gargalo para manutenção da oferta ao longo do tempo. Nesse sentido, o governo espera que a disponibilidade de PPAs com prazos compatíveis com o período de concessão e que os novos instrumentos de financiamento via mercado de capitais sejam capazes de alavancar os recursos necessários, mas sem uma política específica do BNDES e a participação de instituições privadas, por meio de *Project Finance* por exemplo, os investimentos dificilmente alcançarão os montantes necessários. Neste sentido, foi criada uma linha especial de financiamento para investimentos em geração e transmissão de energia elétrica que busca criar as condições necessárias para as novas inversões.

Finalmente, é importante frisar que, embora tenha alcançado importantes avanços, o sucesso do atual modelo institucional para a indústria elétrica brasileira depende de alguns ajustes. Ainda existem conflitos de competência entre diferentes órgãos e entidades da administração direta e indireta, além de ausências regulatórias significativas em setores estreitamente relacionados com a indústria elétrica.¹⁴ A falta de uma política nacional e de um arcabouço institucional adequado para a exploração e transporte de gás natural pode comprometer o fornecimento futuro, minando a capacidade de geração de parte importante da matriz elétrica nacional. Fazendo-se necessário, portanto, que o atual projeto de Lei do Gás Natural, que está em discussão no Congresso, seja transformando em lei.

¹⁴ Existência de sombras nas fronteiras de competências das diferentes Agências Reguladoras e a existência de lacunas nas legislações que tratam do Gás Natural e dos Sistemas Isolados.

Referências bibliográficas

- Araújo, J. L. (2001). A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: Reforma e crise. *Nova Economia*, 11(1):77–96.
- Ausubel, L. M. & Cramton, P. (2004). Auctioning many divisible goods. *Journal of the European Economic Association*, 2:480–493.
- BEN (2004). Balanço energético nacional. Ministério das Minas e Energia.
- Carvalho, M. (2001). Privatização, dívida e déficit públicos no Brasil. Texto para Discussão 847, IPEA, Rio de Janeiro.
- CBEE (2003). Setor elétrico brasileiro: Cenários de crescimento e requisitos para a retomada de investimentos. Estudo apresentado pela Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica.
- CEPAL (2005). La inversion extranjera en América latina y el caribe. Documento Informativo. Publicación de las Naciones Unidas, Chile.
- Gabriele, A. (2004). Policy alternatives in reforming energy utilities in developing countries. *Energy Policy*, 32:1319–1337.
- Hattori, T. & Tsutsui, M. (2004). Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: A panel data analysis for OECD countries. *Energy Policy*, 32:823–832.
- Klemperer, P. (2004). *Auctions: Theory and Practice*. Princeton University Press, Princeton.
- Lee, W. W. (2004). US lessons for energy industry restructuring: Based on natural gas and California electricity incidences. *Energy Policy*, 32:237–259.
- Mendonça, A. F. & Dahl, C. (1999). The Brazilian electrical system reform. *Energy Policy*, 27:73–83.
- Oliveira, A. & Araújo, J. (1996). Deregulation (and regulation) of the Brazilian energy industries: Recent trends and long term prospects. In *(De)Regulation of Energy: Intersecting Business Economics and Policy: Proceedings of the 17th Annual North American Conference of the International Association for Energy Economics*, pages 51–60. Boston, MA.
- Pires, J. C. L., Giambiagi, F., & Sales, A. F. (2002). As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. *Revista do BNDES*, 9(18):163–204.
- Pires, J. C. L. & Goldstein, A. (2001). Agências reguladoras brasileiras: Avaliação e desafios. *Revista do BNDES*, 8(16):3–42.
- Sauer, I. (2002). Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Relatório técnico, Universidade de São Paulo – IEE.
- Woo, C.-K., Lloyd, D., & Tishler, A. (2003). Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California. *Energy Policy*, 31:1103–1115.