



EXPANSÃO DA OFERTA E TARIFAS CRESCENTES: DOIS DESAFIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ricardo Buratini¹

RESUMO

Este artigo discute alguns aspectos institucionais do setor elétrico brasileiro. O objetivo é destacar que o atual arcabouço institucional não assegura a adequada expansão da oferta de energia elétrica no longo prazo, podendo gerar escassez e/ou uma tendência de preços crescentes. Argumenta-se que os instrumentos criados para conferir alguma flexibilidade na contratação de energia não são suficientes para assegurar a expansão da oferta num contexto de elevadas taxas de crescimento econômico. Discute-se, adicionalmente, que a intensa volatilidade do preço de curto prazo representa um grande obstáculo para a expansão do setor elétrico, já que esta desestimula o estabelecimento de contratos de compra de energia de prazo mais longo, os quais viabilizam a expansão da oferta no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Finaliza-se o trabalho apresentando algumas propostas de aprimoramento do modelo institucional do setor elétrico brasileiro com vistas ao enfrentamento dos problemas identificados.

Palavras-chave: setor elétrico brasileiro; planejamento da expansão; incerteza macroeconômica; contratação de energia; tarifas.

¹ Doutor em Economia pelo Instituto de Economia/UNICAMP. Economista do Departamento de Planejamento e Gestão de Mercado - CPFL Energia. Rodovia Campinas Mogi Mirim, Km 2,5, 13088 900, Campinas, SP, Brasil. Fone: +55 19 3756 5228; e-mail: buratini@cpfl.com.br; bura@mpcnet.com.br.



ABSTRACT

This paper sets a discussion about some institutional aspects of the Brazilian electric power sector. The purpose is to highlight that the current regulatory framework does not assure the appropriate supply of electricity in the long run, leading to a possible context of shortage and/or higher prices. The author argues that none of the several regulatory instruments created to assure flexibility in buying and selling energy is enough to ensure the demand prediction in a scenario of high increase of GDP, and, as a consequence, demand-supply balance in the long run. Additionally, it is discussed that the short term price volatility represents a great problem to the expansion of the sector, as it discourages the accomplishment of long term power purchase contracts (which enable the supply expansion) in the Free Contracting Environment (ACL). Finally, this paper presents some proposals for the improvement of the institutional model of the Brazilian electric power sector, with a view to addressing the problems identified.

Keywords: Brazilian electric power sector; demand-supply balance; macroeconomic uncertainty; power purchase contracts; tariffs.

1. INTRODUÇÃO

Este artigo discute alguns aspectos institucionais do setor elétrico brasileiro. O objetivo é destacar que o atual arcabouço institucional não assegura a adequada expansão da oferta de energia elétrica no longo prazo, podendo gerar escassez e/ou uma tendência de preços crescentes, situações opostas às idealizadas pela reforma de 2004 – que pretendeu enfrentar a crise de 2001.

Partindo do conceito keynesiano de incerteza, e reconhecendo a grande dificuldade que os modelos de previsão apresentam no sentido de antecipar os efeitos das mudanças estruturais em curso na economia brasileira (por exemplo, as conseqüências macroeconômicas da recente descoberta das grandes reservas de petróleo e gás do pré-sal), argumentamos que os instrumentos criados para conferir alguma flexibilidade na contratação de energia não são suficientes para assegurar a adequada expansão da oferta num contexto de elevadas taxas de crescimento econômico. Adicionalmente, deve-se sublinhar que a intensa volatilidade do preço de curto prazo – uma tendência inerente no setor elétrico brasileiro – representa



um grande obstáculo para a adequada expansão do setor elétrico, já que esta desestimula o estabelecimento de contratos de compra de energia de prazo mais longo (os quais viabilizam a expansão da oferta) no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Considerando a elevada participação do ACL no mercado total (cerca de 25%), este fato representa um importante desafio ao planejamento da expansão.

O presente artigo está organizado da seguinte maneira: na segunda seção, após uma breve descrição dos aspectos regulatórios que mais interessam aos propósitos desse artigo, serão discutidos os desafios à segurança do abastecimento de energia elétrica a preços competitivos no longo prazo. Discutiremos nessa seção dois desafios básicos. O primeiro diz respeito à insuficiente flexibilidade dos mecanismos de contratação de energia pelas distribuidoras diante da incerteza macroeconômica. O segundo se refere a duas dificuldades adicionais para a garantia da segurança do abastecimento colocadas pelo atual modelo, vale dizer, o problema da contratação de energia pelos consumidores livres e o caso do incentivo ao consumo de energia oriunda de fontes alternativas. Na terceira seção abordaremos a questão da tendência de crescimento dos preços da energia elétrica e sua significativa volatilidade no curto prazo. O objetivo é demonstrar que a volatilidade dos preços de curto prazo, ao induzir o encurtamento do horizonte de planejamento dos agentes, também representa sério entrave à adequada expansão da oferta no longo prazo a preços competitivos. Por fim, a quarta seção resume as conclusões e traz algumas propostas de aprimoramento do modelo institucional do setor elétrico brasileiro com vistas ao enfrentamento dos desafios identificados.

2. OS DESAFIOS À SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

2.1. O novo modelo do setor elétrico brasileiro

Como se sabe, a criação de um novo modelo institucional para o setor elétrico brasileiro foi iniciada após a crise do racionamento de 2001. Apoiando-se no diagnóstico de que a crise decorria do fracasso do modelo anterior² – que conferia papel de destaque aos mecanismos concorrenciais e deixava a critério das forças de mercado a tarefa do planejamento da expansão –, a nova reforma iniciada em 2004 tinha como objetivos funda-

² Para uma discussão da crise de 2001 e dos limites do modelo institucional até então prevalecente, veja Buratini (2004, caps. 2 e 3).



mentais a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária e, para tanto, introduzia uma série de inovações que visavam restabelecer, sob novas bases, o planejamento setorial.³

Uma primeira medida lançada para efetivar tais objetivos foi a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME).⁴ Criada com o intuito de resgatar as pesquisas de planejamento energético e sinalizar a evolução eficiente da matriz energética brasileira, a EPE passou a elaborar vários estudos que haviam sido descontinuados durante a vigência do modelo anterior. Dentre esses, destaca-se o Plano Decenal de Expansão (PDE), com atualização anual, onde constam obras de geração e transmissão de energia que devem ser leiloadas para viabilizar a expansão dos sistemas. Além disso, a EPE passou a ser responsável pela obtenção da Licença Ambiental Prévia (LP) para obras a serem leiloadas, de forma a evitar um problema recorrente até então: o fato de que muitos empreendimentos já licitados não obtinham autorização de início de obras por falta da LP, o que prejudicava e atrasava a expansão da oferta.

Um segundo conjunto de inovações institucionais lançado para atender os propósitos do novo modelo diz respeito à regulamentação, através do Decreto 5163 de 30/07/2004, de dois ambientes de contratação de energia elétrica. O primeiro desses ambientes – Ambiente de Contratação Livre (ACL) – representou, porém, uma continuidade face ao modelo concorrencial que havia levado o país ao racionamento de 2001. Com efeito, participam do ACL os chamados consumidores livres (em geral, grandes consumidores de energia), que mantiveram a permissão legal de contratar energia diretamente de qualquer vendedor (produtores independentes, comercializadores, geradores) através de contratos bilaterais livremente pactuados entre as partes. De fato, essa possibilidade já existia desde 1995, sendo parte fundamental do arcabouço institucional que apostava na promoção da concorrência como mecanismo indutor do aumento dos investimentos e da eficiência.⁵

3 A lei 10.848 de março de 2004 estabeleceu os princípios gerais do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. Posteriormente, o detalhamento desses princípios gerais e sua regulamentação foram estabelecidos por vários decretos, entre os quais se destaca o Decreto 5163 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica. Para uma discussão dos princípios gerais do modelo inaugurado em 2004, veja Bajay (2006).

4 A criação da EPE se deu por meio da Lei 10.847/2004. Seu estatuto social foi aprovado pelo Decreto 5184 de 16/08/2004. Suas atividades tiveram início em 2005.

5 A figura jurídica dos consumidores livres foi criada pela Lei 8987/95. Definiu-se à época que poderiam se tornar livres todos os consumidores que apresentassem carga igual ou maior que 10 MW e que



O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), porém, ensejava as mudanças mais relevantes. Como se sabe, no modelo anterior pretendia-se, gradualmente, tornar livres todos os consumidores, mesmo os consumidores de menor porte. A inovação, assim, estava no fato de que, preservando-se um mercado cativo, deixava-se de se perseguir o objetivo de liberalizar todo o mercado de energia elétrica. Ademais, sendo este mercado cativo um monopólio natural dos agentes de distribuição, justificava-se a manutenção e o aprimoramento, pelo novo modelo, de uma regulação específica para contratação e definição das tarifas de energia.

Uma das inovações mais importantes no ACR – e que passou a distinguir esse novo ambiente do antigo modelo estatal baseado na remuneração garantida e no custo do serviço – foi o fato de que, diferentemente do que ocorre no ACL, as distribuidoras se apresentam como as únicas compradoras, sendo esta compra efetuada pelo conjunto dos agentes de distribuição (pool) por meio de leilões de energia com regras pré-estabelecidas. Ainda quanto aos leilões no ACR, cabe ressaltar que se torna vencedora a distribuidora que oferecer o menor preço por certo montante de energia, seja esta energia oriunda de usinas existentes ou de usinas a serem construídas. Desse modo, os vendedores passam a assinar contratos com todas as distribuidoras participantes, sendo a energia de cada empreendimento adquirida pelas distribuidoras vencedoras proporcionalmente à participação de sua demanda na demanda total do leilão.

Destaque-se ainda que, no caso de energia proveniente de novas usinas, foram concebidos leilões a serem realizados com cinco ou três anos de antecedência. Os leilões com antecedência de 5 anos (A-5) seriam os mais adequados para os projetos hidráulicos, que, em geral, apresentam maior investimento inicial e maior prazo de conclusão. Já os leilões de três anos de antecedência (A-3) seriam mais apropriados para as usinas térmicas, uma vez que estas apresentam projetos menores e de execução mais rápida.

Finalmente, cabe frisar que os contratos assinados pelos agentes de distribuição no ACR, denominados CCEAR (contrato de comercialização de energia em ambiente regulado), passaram a servir de garantia para os financiamentos necessários à construção dos novos empreendimentos de geração. Com isso, pretendia-se viabilizar a expansão da oferta associando

fossem atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV. Posteriormente, a Resolução 264 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 13/08/1998, e o Decreto 5163, de 30/07/2004, estabeleceram as condições de contratação de energia elétrica pelos consumidores livres.



a construção de nova capacidade de geração à estratégia de aquisição de energia pelas distribuidoras para atender seu mercado cativo.

Em suma, através dessas inovações objetivava-se garantir a expansão da oferta e evitar um novo racionamento de energia. Como vimos, buscava-se esse objetivo através da reconstrução de instituições de planejamento (EPE) e da preservação de um espaço regulado de contratação de energia onde se impunha às distribuidoras a obrigação legal de contratar 100% de seu mercado, projetado com cinco anos de antecedência. Em síntese, acreditava-se que, sendo passíveis de multas e penalidades em caso de erros, as distribuidoras poderiam elaborar as mais acuradas projeções de mercado, substituindo tanto o modelo competitivo quanto o antigo planejamento determinativo na função de garantir a segurança do abastecimento no longo prazo. Enfim, ao combinar elementos de promoção da concorrência e de regulação, esperava-se evitar tanto as crises de escassez quanto a situação de expansão descontrolada da oferta que marcaram, respectivamente, os antigos modelos concorrencial e estatal.⁶

Expostos os aspectos regulatórios do atual modelo que mais interessam aos propósitos deste trabalho, passemos agora à discussão dos desafios à realização dos objetivos do novo modelo. Mais especificamente, vejamos quais restrições se colocam à adequada expansão da oferta de energia elétrica no longo prazo a preços competitivos.

2.2. Incerteza macroeconômica e flexibilidade dos instrumentos de contratação de energia para expansão da oferta.

A primeira restrição à segurança do abastecimento e à modicidade tarifária é de natureza macroeconômica e se refere à incerteza quanto à trajetória da economia no médio e longo prazos e, portanto, quanto à evolução da demanda de energia. Em se tratando dessa questão, demonstraremos a seguir que o atual modelo institucional do setor elétrico, embora considere a existência da incerteza, subestima sua importância e seu significado.

Quanto ao conceito de incerteza, nada melhor do defini-lo citando John Maynard Keynes, que foi o autor que notabilizou esse conceito ao insistir na sua relevância para o entendimento da dinâmica econômica. Diz o autor num texto escrito em 1937:

⁶ Para uma discussão dos limites do modelo estatal que vigorou até meados dos anos 90, veja Buratini (2004, cap 1).



“Desejo explicar que por conhecimento ‘incerto’ não pretendo apenas distinguir o que é conhecido como certo, do que é apenas provável. Neste sentido, o jogo da roleta não está sujeito à incerteza; nem sequer a possibilidade de se ganhar na loteria. Ou ainda, a própria esperança de vida é apenas moderadamente incerta. Até as condições meteorológicas são apenas moderadamente incertas. O sentido em que estou usando o termo é aquele segundo o qual a perspectiva de uma guerra europeia é incerta, o mesmo ocorrendo com o preço do cobre e a taxa de juros daqui a vinte anos, ou a obsolescência de uma nova invenção, ou a posição dos proprietários particulares de riqueza no sistema social de 1970. Sobre estes problemas não existe qualquer base científica para um cálculo probabilístico. Simplesmente, nada sabemos a respeito. Apesar disso, a necessidade de informações para a ação e a tomada de decisão obrigam-nos, como homens práticos, a fazer o máximo para esquecer este fato incômodo e a nos comportar exatamente como deveríamos se tivéssemos atrás de nós um bom cálculo benthamita sobre a série vantagens e desvantagens futuras, cada uma multiplicada por sua probabilidade adequada, à espera de uma soma”.⁷

Se bem entendida a mensagem de Keynes, deduz-se que: i) a incerteza difere do risco, sendo impossível calculá-la ou quantificá-la por procedimentos matemáticos; e ii) a necessidade dos agentes se comportarem como homens práticos e racionais os leva a “esquecer” essa verdade desagradável adotando algumas práticas.

Segundo Keynes, a primeira seria supor que o presente constitui um melhor guia para o futuro do que o passado, o que leva os agentes a ignorar em grande parte perspectivas de mudanças futuras, acerca das quais pouco se sabe. A segunda seria admitir que o estado de opinião vigente baseia-se num sumário “correto” das futuras perspectivas, a menos que algo novo e importante aconteça. Finalmente, a terceira seria procurar encontrar apoio na opinião dos demais agentes, conformando-se ao comportamento ou opinião da maioria ou da média, uma vez que a opinião pessoal carece de valor.

Em suma, dadas essas práticas imperfeitas, constrói-se no ambiente de negócios o que Keynes denominou de opinião convencional ou um

⁷ Keynes JM. A teoria geral do emprego (pág. 171). In: Szmrecsányi T. (org.); Fernandes F. (coord.). Keynes. São Paulo: Ática, 1984.



estado de expectativas, que, apesar de garantir alguma estabilidade à economia durante certo tempo, está sujeito a mudanças repentinas e violentas na medida em que se apóia em fundamentos frágeis. A incerteza e a fragilidade da opinião convencional seriam, portanto, as fontes das mudanças repentinas e da instabilidade, sempre presentes numa economia capitalista.

Ainda no que se refere à importância da incerteza, acrescentamos que, na economia mundial, de forma geral, e na economia brasileira, em particular, há fatores específicos que merecem ser citados por revelarem grandes possibilidades de mudança na atualidade e, portanto, grandes desvios das projeções no longo prazo.

No que se refere à economia mundial, é preciso ter em mente que o estágio atual de autonomia e desregulamentação dos mercados financeiros globais, bem como o enorme tamanho relativo desses mercados ante a chamada economia real⁸, colocam permanentemente a possibilidade de movimentos de euforia e depressão nos mercados financeiros. Com efeito, como bem demonstrou a experiência recente que antecedeu e seguiu a crise *sub-prime*, esses movimentos são acompanhados pela formação e estouro de bolhas especulativas que repercutem de forma violenta nos sistemas bancários, no crédito e, portanto, no desempenho das principais variáveis macroeconômicas, seja na fase expansiva, seja na fase da crise.⁹ Em síntese, dado que são reduzidas as possibilidades desse ambiente se alterar radicalmente nos próximos anos, parece correto deduzir que a possibilidade de formação e estouro de novas bolhas e, portanto, de forte volatilidade das variáveis macroeconômicas permanecerão presentes nos próximos anos.

Em relação à economia brasileira, a despeito da melhora recente dos seus fundamentos, parece claro que não estamos (e tampouco estaremos) imunes a esses movimentos abruptos. De fato, a experiência sempre demonstrou que não há como dissociar o desempenho da economia brasileira dos movimentos (muitas vezes violentos) da economia mundial. Essa associação certamente foi muito evidente no período mais recente (2003/2009), seja na fase expansiva (até 2008) – quando o país se benefi-

8 Segundo o BIS (Bank of International Settlements), em setembro de 2006, o valor dos contratos em aberto negociados nas Bolsas de Futuros mundiais equivalia a US\$ 75 trilhões ante US\$ 30 tri do PIB mundial. Ainda segundo o BIS, em 1999, os contratos de balcão (derivativos) movimentavam US\$ 88 trilhões. Já em 2006, esses contratos movimentaram mais de US\$ 370 trilhões, uma alta de mais de 300% num período em que o PIB global cresceu “apenas” 30%.

9 Para uma discussão das origens da crise global e da autonomia e desregulamentação dos mercados financeiros na atualidade, veja Belluzzo (2009) e Morris (2009).

ciou do acentuado crescimento da economia mundial, elevou suas exportações, melhorou seus indicadores externos, fiscais e cresceu a taxas mais elevadas –, seja na fase da crise (2008/09), quando a interrupção do crédito internacional e a quebra da confiança após a falência do *Lehman Brothers* trouxeram a paralisação do crédito externo, a queda intensa e abrupta das exportações e uma guinada radical nas expectativas que derrubaram o investimento e o nível de produção para patamares bem abaixo dos que anteriormente eram tidos como possíveis.

É em meio a esse ambiente macroeconômico, portanto, que se deve avaliar, de forma realista, a capacidade de previsão de longo prazo dos agentes econômicos. Com efeito, um simples exercício nesse sentido já é bastante revelador das limitações dessa capacidade de previsão e de como elas são fortemente condicionadas pela conjuntura e pelo (frágil) estado de expectativas que vigora no curto prazo. Esse exercício consiste em resgatar as projeções feitas há alguns anos e confrontá-las com os fatos concretos. As tabelas 1 e 2 e o gráfico 1 mostram os resultados.

Tabela 1 - PIB Brasil – rescimento anual projetado (%)

Ano	Focus*(X)	LatinFocus**(Y)	Resultado Efetivo (Z)
2004	3,6	5,0	5,7
2005	3,7	2,8	3,2
2006	4	3,6	4,0
2007	3,8	3,7	6,1
2008	2,4	3,9	5,1

* Pesquisa do Banco Central de 27/02/2004; mediana das projeções de cerca de 100 instituições.

**Pesquisa LatinFocus de Dezembro de 2005; mediana de 23 instituições (WWW.latin-focus.com)

Tabela 2 - Projeção do PIB brasileiro – Índice 2003:100

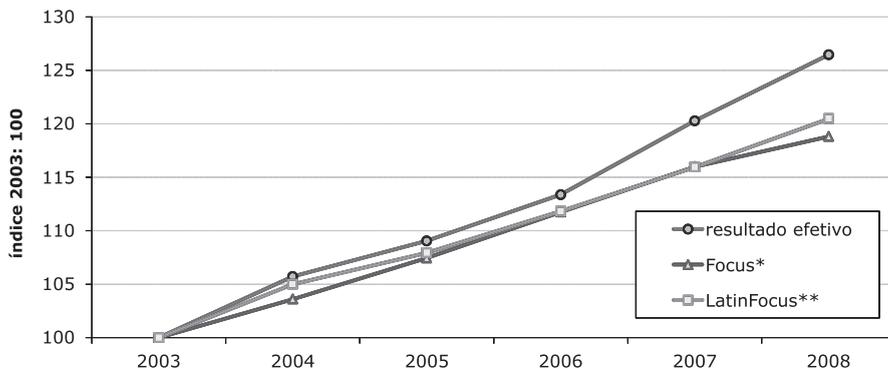
Year	Focus* (X)	LatimFocus ** (Y)	Resultado efetivo (Z)	(Z)/(X)	(Z)/(Y)
2004	103,6	105,0	105,7	2,0%	0,7%
2005	107,5	107,9	109,1	1,5%	1,0%
2006	111,8	111,8	113,4	1,4%	1,4%
2007	116,0	116,0	120,3	3,7%	3,7%
2008	118,8	120,5	126,5	6,4%	5,0%

* Pesquisa do Banco Central de 27/02/2004; mediana das projeções de cerca de 100 instituições.

**Pesquisa LatinFocus de Dezembro de 2005; mediana de 23 instituições (WWW.latin-focus.com)



Gráfico 1 - PIB Brasil - projeções e resultado efetivo



Como se vê, os agentes econômicos e seus modelos de previsão, aqui representados pela mediana das projeções coletadas por duas instituições de prestígio – Banco Central do Brasil (através da pesquisa Focus) e LatinFocus –, podem incorrer em erros consideráveis (entre 5% e 6,4%, no acumulado) em apenas 4 anos. Note-se ainda a respeito desse exercício, que as medianas das projeções começam a se distanciar dos resultados efetivos exatamente nos anos de 2007 e 2008 (gráfico 1), que foram anos de aceleração de crescimento em virtude do melhor momento da economia mundial, da evolução dos fundamentos macroeconômicos do país e, enfim, de mudanças estruturais que já estavam em curso – como a melhora dos indicadores externos, o acúmulo de reservas, as perspectivas mais favoráveis para o investimento, etc.

Parece claro, portanto, que há uma dificuldade inerente dos agentes econômicos e dos modelos de projeção capturarem, com antecedência, a profundidade e as implicações de mudanças estruturais, mesmo que estas já tenham se iniciado. Considerando que ainda estamos em meio a essas mudanças, como bem comprovam as inúmeras discussões (inconclusas e nada consensuais) a respeito dos futuros impactos do pré-sal na economia brasileira, é de se esperar que essa situação de incerteza se mantenha ou até se acentue nos próximos anos.¹⁰

10 Sobre os impactos do pré-sal, vale lembrar que atualmente os agentes econômicos ainda estão impossibilitados de fazer avaliações mais realistas por conta da ausência de informações vitais para tanto. Ainda não se tem, por exemplo, a definição do marco regulatório do pré-sal, que, a depender da solução final, poderá abrir a vários agentes, além da Petrobrás, a possibilidade de realizar investimentos mais significativos. Caso isso ocorra, é de se esperar que os investimentos sejam efetivados de forma mais concentrada no tempo do que seria no caso alternativo, ou seja, no caso onde a Petrobrás se coloque como investidora majoritária ou única. Se a Petrobrás se colocar como investidora majoritária

Expostos esses argumentos, voltemos à discussão do atual modelo institucional do setor elétrico para comprovar uma afirmação lançada anteriormente. Ou seja, vejamos por que é possível deduzir que esse modelo subestima a importância da incerteza, apesar de considerar sua existência.

A afirmação de que o modelo considera a incerteza pode ser verificada na existência de diversos mecanismos criados para assegurar alguma flexibilidade na contratação de energia pelas distribuidoras. Mais especificamente,

“(c)omo as distribuidoras estão obrigadas a contratar a energia para atender suas necessidades de mercado projetadas com antecedência de 5 anos, é possível que ocorram diferenças entre o mercado projetado e o real; assim, foram concedidos às distribuidoras mecanismos para ajuste, como o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), que permite a transferência de energia de CCEAR de distribuidoras sobre-contratadas para sub-contratadas; os (...) ‘leilões de ajuste’, com prazo de até 2 anos de duração; e além disso admitiu-se o repasse às tarifas de uma sobre-contratação de até 3% assim como a possibilidade de redução de até 4% da energia contratada para fazer face a variações de mercado.” (Amaral Filho, 2007: 154).

Acrescente-se a esses mecanismos, os leilões de reserva recentemente criados, que são voltados exclusivamente a fontes alternativas (biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas, cuja energia em geral é mais cara que a das hidrelétricas de grande porte já amortizadas) e que têm a finalidade de estimular esses pequenos empreendimentos e garantir alguma reserva de capacidade de geração.

Do nosso ponto de vista, porém, esses instrumentos não são suficientes para neutralizar erros de previsão e para impedir novos aumentos de preços no futuro caso a economia brasileira ingresse numa trajetória de

e se forem reduzidas as possibilidades de investimento de outros agentes, é possível que a empresa dilua os investimentos num horizonte de tempo bem maior uma vez que ela se defrontará com uma necessidade de financiamentos muito elevada. Outra indefinição relevante sobre o pré-sal e que pode alterar completamente as estimativas de seus impactos sobre a economia nos próximos anos é o fato de que podem ser descobertos novos campos que ainda não constam do Planejamento Estratégico da Petrobrás. Ainda quanto ao pré-sal, restam muitas dúvidas sobre qual será, em termos mais específicos, a política do governo para fazer o melhor uso dos recursos. Será priorizada a exportação de óleo bruto ou de derivados? Quais setores industriais serão beneficiados com políticas específicas de incentivo? Qual será a amplitude e o horizonte de tempo desses incentivos? Por fim, também há indefinições de ordem macroeconômica, como a viabilização de recursos para o financiamento dos investimentos e os impactos das futuras exportações sobre a taxa de câmbio e a competitividade dos vários setores industriais.



altas taxas de crescimento. É preciso, portanto, discutir sumariamente cada um desses mecanismos para justificar a afirmação de que o atual modelo do setor elétrico brasileiro subestima a importância da incerteza.

Em relação ao MCSD, é certo que esse instrumento pode assegurar alguma flexibilidade ao permitir a transferência de energia de distribuidoras sobrecontratadas para subcontratadas. Note-se, porém, que essas transferências ou compensações só podem ocorrer quando há agentes superavitários e deficitários, ou seja, quando há divergências de projeções para cima e para baixo num contexto de baixa incerteza. Diferentemente, num caso de mudança estrutural positiva e incerteza elevada, certamente haverá um número bem maior de agentes dispostos a comprar do que de agentes dispostos a vender, uma vez que, como vimos, mudanças estruturais positivas podem surpreender a grande maioria, senão a totalidade, dos agentes econômicos.

No que se refere aos leilões de ajuste, importa frisar que estes mecanismos conferem às distribuidoras a possibilidade de adquirirem, com até dois anos de antecedência, um montante adicional de energia àquela já contratada. Desse modo, para que esses leilões ocorram, é preciso que exista alguma oferta excedente de energia não contratada. De fato, essa condição se verificou durante alguns anos após o racionamento de 2001, quando, em face da obrigatoriedade de redução de consumo imposta aos consumidores, constatou-se uma significativa racionalização de gastos e mudança de hábitos que levou a uma situação de sobra de energia. Não é de se esperar, no entanto, que essa situação perdure indefinidamente, mesmo porque, pelas regras atuais, a expansão da oferta de energia está atrelada às expectativas sobre a demanda futura. Portanto, também no caso dos leilões de ajuste, não consideramos haver a flexibilidade necessária para garantir, permanentemente, o balanço entre a oferta e a demanda de energia elétrica.

Em se tratando dos leilões de reserva, também não nos parece que estes mecanismos sejam suficientes para assegurar um ritmo de expansão de capacidade capaz de evitar uma situação de escassez no longo prazo. Em primeiro lugar, esses leilões são esporádicos, não havendo uma regularidade prevista para sua realização. Em segundo lugar, os resultados do último leilão desse tipo não apontaram uma contratação significativa de energia se considerarmos as possibilidades de mudanças estruturais positivas para a economia brasileira com a ocorrência de altas taxas de crescimento nos próximos anos.¹¹ Em terceiro, é preciso considerar que, mesmo na hipótese

11 No leilão realizado em dezembro de 2009 foram vendidos 783 MW médios, o que correspondeu a

do governo tornar mais freqüente a realização destes leilões, poderá haver alguma reserva adicional de energia, mas isso certamente ocorrerá de forma a pressionar para cima os preços da energia, uma vez que as fontes de energia presentes nesses leilões (biomassa e eólicas) apresentam custos superiores ao da opção hidráulica de maior porte.¹²

Por fim, no que diz respeito à possibilidade de repasse às tarifas de uma sobre-contratação de até 3%, assim como a possibilidade de redução de até 4% da energia contratada para fazer face às variações de mercado, acreditamos que tais expedientes também possam não ser suficientes. Como vimos, os agentes econômicos e seus modelos de previsão, podem incorrer em erros consideráveis em apenas 4 anos, e isto se deu recentemente, sem que ainda tenham sido antecipados todos os possíveis efeitos positivos das mudanças estruturais em curso. Ademais, a possibilidade de redução de até 4% da energia contratada está limitada a um percentual de 1% ao ano, o que também não parece suficiente para levar as distribuidoras a contratar um volume de energia significativamente superior sem incorrer em riscos de penalidades.

Em suma, dados os argumentos anteriores, concluímos que o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro subestima a importância da incerteza e os possíveis impactos de mudanças estruturais positivas. Decorre desse apontamento a conclusão de que, diante da incerteza e das possíveis mudanças estruturais, o modelo setorial deveria ser alterado para garantir a existência de uma sobre-oferta de energia de forma permanente, de modo a impedir que o setor elétrico se torne um possível obstáculo ao crescimento e desenvolvimento econômico do país.¹³ Como vimos, da forma como está concebido hoje, o modelo não garante que haverá energia (a preços competitivos) num cenário de altas taxas de crescimento do país. A crise de 2009 de certa forma forneceu um tempo precioso para efetuar essas mudanças.

apenas 1,4% da carga de mais de 54 mil MW médios do país naquele mês. Obviamente, se considerarmos a possibilidade de ocorrência de taxas significativas de crescimento do consumo, essa participação será residual no quinto ano após o leilão.

12 Dados atuais indicam que o preço da energia gerada pelas novas hidrelétricas (usinas de Jirau e Santo Antônio) situa-se num patamar pouco abaixo de R\$ 80/MWh. A título de comparação, os preços da energia gerada pelas térmicas movidas a biomassa e pelas pequenas centrais elétricas se encontram em torno de R\$ 140/MWh. Por fim, tanto os preços da energia eólica vendida no último leilão de reserva como o das térmicas movidas a gás natural (em média) situam-se próximos de R\$ 150/MWh.

13 Esta conclusão já havia sido apontada por vários autores, entre os quais Berer (2002).



2.3. A contratação de energia pelos consumidores livres e o incentivo a fontes alternativas: duas dificuldades adicionais para a segurança do abastecimento.

Além de subestimar a importância da incerteza em momentos de mudanças estruturais positivas, o novo modelo do setor elétrico brasileiro apresenta duas dificuldades adicionais à segurança do abastecimento. A primeira se refere à contratação de energia pelos consumidores livres, que, da forma como está concebida atualmente, pode não induzir a expansão da oferta, gerando uma situação de disputa entre mercado cativo e livre pela energia existente. A segunda diz respeito ao impacto negativo que o estímulo concedido à expansão das fontes alternativas exerce sobre o planejamento das distribuidoras e, portanto, sobre a contratação de energia para garantir a expansão da capacidade de geração.

Em relação à primeira dificuldade, vimos que, no ACR, as distribuidoras adquirem energia obrigatoriamente com 5 anos de antecedência, estando sujeitas à penalidades caso suas previsões se frustrem. No ACL, porém, essa obrigatoriedade não existe na prática. Isto porque,

“(e)mbora os consumidores livres necessitem comprovar a contratação para cobertura integral (100%) de suas necessidades de consumo, a verificação dessa contratação é feita em base mensal (...). Assim, é possível a um consumidor livre contratar energia por prazos curtos, e até mesmo, após encerrado o mês, (...) adquirir a energia necessária junto aos geradores ou comercializadoras. Assim, na contabilização do mês de referência, esse consumidor livre estará contratado em 100%, não ensejando a aplicação de penalidade.” (Amaral Filho, 2007: 213).

Note-se ainda a esse respeito que, mesmo estando sujeitos ao risco de flutuações dos preços, muitos consumidores livres devem ter optado recentemente pela contratação de curto prazo em virtude de dois atrativos básicos. O primeiro foi a existência de sobra de energia após o racionamento de 2001, que derrubou por um bom tempo os preços de curto prazo para patamares inferiores aos preços para contratação no longo prazo.¹⁴ O

14 Mais recentemente, a tendência de queda dos preços de curto prazo voltou a se manifestar em função do maior volume de chuvas – que elevou o nível dos reservatórios das hidrelétricas e aumentou temporariamente a capacidade de geração – e da redução da atividade industrial após a crise de 2009, que também elevou a capacidade ociosa do parque gerador ao derrubar o consumo industrial. Na seção 3, discutiremos em mais detalhes a determinação dos preços de curto prazo e as consequências de

segundo se refere à possibilidade de adequação contínua da quantidade de energia comprada ao nível de consumo, o que permite ajustes rápidos em caso de flutuação do nível de atividade, eliminando também o risco de eventuais sobras de energia serem liquidadas por preços baixos no futuro.

Portanto, dado que existe a atraente possibilidade dos consumidores livres não contratarem com antecedência suas necessidades futuras, é provável que a capacidade de geração disponível esteja sendo ocupada sem induzir a construção de novas usinas. Se consideramos que o mercado livre atualmente corresponde a cerca de 25% do mercado total, torna-se bastante plausível a hipótese de que, após o esgotamento da capacidade existente, surjam *“crescentes dificuldades de aquisição de energia pelos consumidores livres, gerando então uma disputa entre o mercado livre e o cativo na compra de energia existente.”* (Amaral Filho, 2007: 216). Caso isso ocorra, além da segurança do abastecimento também estará comprometida a modicidade tarifária.

Uma dificuldade adicional à segurança do abastecimento existente no atual modelo se refere à Resolução 247 da ANEEL, de dezembro de 2006, que foi concebida no sentido de estimular a expansão de fontes alternativas (biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas) cuja energia é mais cara que a das hidrelétricas de grande porte já amortizadas. Como se sabe, a Resolução 247 procurou incentivar a expansão das fontes alternativas por meio de três estímulos.

O primeiro foi o barateando do custo de aquisição de energia dessas fontes através de um desconto (não inferior a 50%) dado às Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição pagas pelos consumidores livres e especiais.¹⁵ O segundo foi a ampliação do grupo de consumidores potenciais dessa energia, o que se deu a partir da possibilidade

sua elevada volatilidade.

15 Existem quatro classificações possíveis para um consumidor de energia elétrica: consumidor livre, potencialmente livre, especial e cativo. O consumidor livre é aquele que estabelece contratos de compra de energia no ACL, em condições livremente pactuadas com os vendedores. Os consumidores potencialmente livres são aqueles que apresentam os requisitos legais suficientes para se tornarem livres, mas que ainda não exercem esse direito. O consumidor especial é, na verdade, o consumidor livre que está autorizado a comprar energia apenas de fontes alternativas. Os requisitos legais para o enquadramento em cada uma dessas categorias é o seguinte: 1- Consumidor Cativo: é aquele cuja carga de consumo é menor que 500 kW; 2- Consumidor Especial: é aquele com carga de consumo maior que 500 kW e menor que 3.000 kW, ou aquele que apresenta carga de consumo maior que 3.000 kW, que tenha tensão de conexão menor que 69 kV e que tenha se instalado antes de 07/07/1995; 3- Consumidor Potencialmente Livre: é aquele cuja carga de consumo é maior que 3.000 kW, que possui tensão de conexão menor que 69 kV e data de instalação posterior a 07/07/1995, ou então aquele que apresenta carga de consumo maior que 3.000 kW e tensão de conexão maior que 69 kV. Essa classificação decorre do exame de vários instrumentos jurídicos e foi sistematizada por Carvalho (2010).



de se enquadrar como consumidores especiais não apenas as unidades consumidoras que possuem carga maior ou igual a 500 kW, mas também as unidades consumidoras menores, desde que estas se encontrem no mesmo sub-mercado, estejam reunidas por comunhão de interesses (inseridas em áreas contíguas) ou por comunhão de fato (representem uma única pessoa jurídica) e totalizem, em conjunto, carga igual ou maior que 500 kW. Finalmente, o terceiro estímulo foi ratificar a possibilidade dos consumidores especiais retornarem ao mercado cativo com uma antecedência de apenas 180 dias, e não 5 anos como ocorre com os consumidores livres.

Com efeito, esta última possibilidade representa um atrativo importante para os consumidores porque permite o rápido retorno às condições (mais seguras e estáveis) do mercado cativo em caso de escassez de energia das fontes alternativas ou mesmo de aumento inesperado dos preços.¹⁶ No entanto, é preciso ressaltar que esse benefício representa um risco adicional ao adequado planejamento de longo prazo das distribuidoras e, portanto, à própria expansão do sistema.

De fato, no intuito de fazer o melhor acompanhamento possível das suas contratações de longo prazo (gerenciar sobras e déficits), as distribuidoras podem entender como preponderante num dado momento a hipótese de que esses consumidores não regressarão ao seu mercado cativo antes de 5 anos. Caso entendam dessa forma e queiram evitar o risco de sobrecontratação, as distribuidoras poderão avaliar, no ano seguinte após a migração dos consumidores especiais para o ACL, que necessitarão de menos energia que supunham no ano anterior, o que as levará a contratar, no ano t , menos energia no longo prazo (5 anos) do que planejavam no ano $t-1$.

Ressalte-se, porém, que, mesmo que a hipótese de movimentação antevista pela distribuidora se realize num determinado momento, ela sempre estará sempre sujeita a sofrer penalidades em momentos posteriores, uma vez que ela não pode descontratar a energia desses contratos no ACL e tampouco pode se recusar a aceitar a volta desses consumidores ao mercado cativo depois de 180 dias. Do ponto de vista da expansão do sistema, portanto, o risco de retorno de grande parte dos consumidores antes do suposto pelas distribuidoras está sempre presente, resultando na possibilidade de subcontratação e, portanto, de ameaça a segurança

¹⁶ Esse aumento de preços pode ocorrer, por exemplo, se os proprietários das unidades geradoras vislumbrarem um aumento dos preços de curto prazo no ACL num futuro próximo. Caso tenham essa expectativa, tais agentes poderão optar por não vender essa energia no momento atual ou fazê-lo a um preço mais elevado para não desperdiçar a oportunidade de vender mais caro depois.



do abastecimento. Por fim, frise-se que, caso ocorra uma situação de sub-contratação, os custos da política de incentivo serão sentidos não apenas pelas distribuidoras, mas pela sociedade uma vez que, pelo atual modelo, a segurança do abastecimento depende fundamentalmente do adequado planejamento da contratação de energia pelas distribuidoras. Decorre do exposto acima a necessidade de concepção de mecanismos mais eficazes e menos arriscados de concessão de incentivos às fontes alternativas.

Em síntese, conforme vistos nessa seção, o modelo institucional do setor elétrico brasileiro, na sua configuração atual, apresenta lacunas importantes que podem ensejar uma expansão insuficiente da capacidade de geração e, portanto, uma nova rodada de elevação de preços decorrente da progressiva escassez de energia e da adoção de soluções emergenciais. Dentre essas lacunas, acreditamos que deveriam merecer especial atenção aquelas que foram aqui tratadas, ou seja, a insuficiente flexibilidade dos mecanismos de contratação, a possibilidade do mercado livre não induzir a expansão do sistema, e, finalmente, o risco de rápido e inesperado retorno dos consumidores especiais ao mercado cativo.

3. A VOLATILIDADE DOS PREÇOS DE CURTO PRAZO E O ENCURTAMENTO DO HORIZONTE DE PLANEJAMENTO DOS AGENTES

Diferentemente do que ocorre em outros países, no Brasil há uma perspectiva de aumento dos preços da energia elétrica. Em primeiro lugar, no Brasil há uma tendência de alta do custo marginal de expansão, tendência que já se verificou no passado recente e que deve ter continuidade no futuro. Na origem dessa alta está o fato de já terem sido ocupados os melhores aproveitamentos hidrelétricos, restando agora a opção das hidrelétricas que proporcionam menores economias de escala, que estão mais distantes dos centros urbanos e que exigem maiores investimentos em transmissão, bem como a opção de outras fontes de energia de custo mais elevado (térmicas, eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, solar, nuclear).¹⁷

Um segundo determinante da alta dos preços no período recente foi o chamado hiato do planejamento entre os anos 90 e o início da década atual. Com efeito, nesse período, o esvaziamento das instituições encarregadas do planejamento setorial provocou a descontinuidade dos estudos

¹⁷ Para uma discussão mais detalhada da tendência de alta dos preços, ver Amaral Filho (2007) e Santos GAG et al (2008).



de inventários de novas hidrelétricas, o que culminou – juntamente com o aumento das restrições ambientais aos novos aproveitamentos hidráulicos – na expansão mais significativa das unidades termelétricas que geram energia a um custo mais alto.

Afora a tendência de crescimento do custo marginal de expansão e seus impactos negativos sobre as tarifas, sobre a inflação e sobre a competitividade da economia, há outra questão muito relevante acerca dos preços praticados no setor elétrico brasileiro. Essa questão diz respeito à forte volatilidade do preço de curto prazo, também denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

No que se refere ao PLD, é preciso ter em mente, desde logo, o importante papel que este preço assume no setor elétrico brasileiro. Além de servir de parâmetro para as negociações que são livremente pactuadas entre compradores e vendedores no ACL, o PLD é o preço de referência para a liquidação de sobras e déficits dos agentes, sendo definido pelo conceito do custo marginal da operação (CMO), que estipula qual será o custo de se gerar 1 (um) megawatt/hora adicional no sistema.¹⁸

Como é do conhecimento dos especialistas do setor, o PLD é calculado através de modelos computacionais que fazem simulações estocásticas da hidrologia, do crescimento da demanda, com antecipação do custo do déficit de energia, dos custos futuros dos combustíveis, das taxas de desconto e dos investimentos que serão realizados nos sistemas de geração e transmissão. Dado que grande parte dessas variáveis (notadamente a hidrologia) apresenta grande variabilidade, o PLD também possui grande volatilidade¹⁹, fato que gera importantes implicações.

A primeira implicação é a de que, sendo fortemente volátil, esse preço torna-se absolutamente ineficaz para sinalizar e induzir a expansão

18 Carvalho (2010).

19 Apenas para se ter uma idéia, no auge do racionamento de 2001 o PLD subiu absurdamente até atingir o teto de R\$ 684/MWh. No entanto, após a redução do consumo ele caiu vertiginosamente, atingindo R\$ 4/MWh em Fevereiro de 2003. No período recente também se observou forte variabilidade do PLD: no início de 2008, ante a expansão moderada da capacidade de geração, o forte crescimento da demanda e a elevada incerteza quanto à disponibilidade de gás, o PLD voltou ao patamar de R\$ 500/MWh. Já no início de 2010, a redução da demanda com a crise internacional e a hidrologia bastante favorável levaram o PLD de volta ao patamar de R\$ 16/MWh. Ainda quanto à forte variabilidade do PLD, é preciso ressaltar que a pressão para redução do tamanho dos reservatórios das novas hidrelétricas, movimento decorrente das maiores pressões contra os impactos ambientais desses empreendimentos, tende a tornar os preços de curto prazo ainda mais dependentes das imprevisíveis condições hidrológicas. Dessa forma, as perspectivas futuras são de uma volatilidade ainda maior do PLD, o que agravará os problemas apontados nessa seção.



da oferta no longo prazo, o que diferencia radicalmente o setor elétrico nacional do caso ideal de um mercado concorrencial. De fato, a crença injustificada na capacidade dos preços de curto prazo induzirem a expansão dos investimentos no setor elétrico brasileiro foi uma das razões do fracasso do modelo institucional que vigorou no setor elétrico até 2004, pois, como se sabe, aquele modelo produziu exatamente o oposto do que se pretendia: baixos investimentos e um racionamento de energia elétrica em 2001.²⁰

A segunda implicação da volatilidade do PLD certamente é mais relevante para os objetivos desse trabalho pois diz respeito às perspectivas de segurança do abastecimento no atual modelo institucional do setor elétrico. Com efeito, uma das conseqüências mais relevantes da forte variabilidade do PLD é o encurtamento do horizonte de planejamento dos agentes, ou seja, o estímulo à realização de contratos de prazo mais curto prazo em detrimento da contratação de energia no longo prazo. Dado que esse encurtamento do horizonte de planejamento resulta na possibilidade de expansão insuficiente da oferta, vejamos de que forma este fenômeno se manifesta nas estratégias dos geradores, produtores independentes e consumidores de energia.

Sob a ótica dos geradores e produtores independentes, a opção por uma estratégia de venda mais apoiada em contratos de curto prazo confere, sem dúvida alguma, uma flexibilidade importante ao processo de tomada de decisão. Com efeito, ante a perspectiva bastante factível de elevação do PLD num contexto de inexistência de sobre-oferta, esses agentes são estimulados a vender energia por prazos mais curtos para não perder a oportunidade de vendê-la mais caro depois. Assim sendo, como os geradores consideram as oportunidades de ganhos extraordinários associados a essa situação, é certo que pedirão um prêmio mais elevado para a contratação de longo prazo, o que desestimulará os consumidores a buscarem esse tipo de contratação. Finalmente, é preciso mencionar a influência de um fato presente na atualidade que é muito relevante na determinação do encurtamento do horizonte de planejamento dos geradores, vale dizer, a indefinição quanto à renovação das concessões de várias usinas hidrelétricas, concessões estas que expiram no ano de 2015 e que dizem respeito à cerca de 20% de toda capacidade nacional de geração. De fato, na medida em que não se sabe se haverá renovação das concessões, abre-se a possibilidade de que as vendas de energia que excedam o prazo de 2015 sejam contestadas judicialmente, o que estimulará as geradoras a preferirem a contratação de curto prazo.

20 Sobre a crise do modelo concorrencial, veja Amaral Filho (2007) e Buratini (2004).



No que se refere aos consumidores, a opção pela contratação de curto prazo também confere uma flexibilidade importante permitindo rápida mudança de posição em caso de alteração repentina das condições de mercado e da tendência de preços. Como vimos, a contratação de prazo mais curto possibilita ao consumidor a adequação contínua da quantidade de energia comprada ao nível de consumo, o que viabiliza ajustes rápidos em caso de flutuação do nível de produção, eliminando também o risco de eventuais sobras de energia serem liquidadas por preços baixos no futuro. Ademais, ao se optar pela estratégia de contratação de curto prazo, sempre estará aberta a possibilidade de se adquirir energia a um preço mais baixo no futuro, o que ocorrerá de fato caso se concretize, por exemplo, um cenário de hidrologia bastante favorável, ou de redução significativa do nível de atividade (como visto recentemente), ou até mesmo de queda acentuada dos preços dos combustíveis das termelétricas. Por fim, um terceiro atrativo ao encurtamento do horizonte de contratação dos consumidores diz respeito à possibilidade de aquisição, entre o final de 2012 e 2013, da energia mais barata (denominada “energia velha”) proveniente de antigas usinas hidrelétricas já amortizadas. Como se trata de um grande volume de energia – cerca de 15 mil MW – que pode ser destinado, em parte, ao ACL, os consumidores podem se sentir estimulados a estabelecer contratos de prazo mais curto aguardando a possibilidade de adquirir essa energia mais barata.

Em suma, o encurtamento do horizonte de planejamento parece ser uma tendência efetiva no setor elétrico brasileiro por oferecer um grau de flexibilidade importante aos produtores independentes, geradores e consumidores num contexto de variabilidade elevada do PLD. De fato, para os geradores e produtores independentes, essa flexibilidade torna-se atrativa por possibilitar ganhos extraordinários num contexto de alta do PLD. Por outro lado, no caso dos consumidores, a opção pelo curto prazo, apesar de comportar riscos associados à perspectiva de alta do PLD²¹, apresenta a vantagem de melhorar a gestão de custos ante a flutuação do nível de atividade, possibilitando também a aquisição da energia mais barata (energia “velha”) que será leiloadada ao final de 2012 e 2013.²²

21 No caso dos grandes consumidores de energia e, mais especificamente, no caso dos grandes consumidores inseridos em atividades eletro-intensivas, o risco de uma alta futura do PLD e a essencialidade da energia elétrica no seu processo produtivo podem levá-los a preferir os contratos de prazo mais longo. No entanto, o mesmo não ocorre necessariamente com os consumidores livres menores e com os consumidores potencialmente livres. Esses últimos podem, sem dúvida alguma, preferir o curto prazo dadas as oportunidades listadas acima.

22 É interessante notar também que, num contexto de PLD muito baixo, os geradores e produtores independentes muito provavelmente resistirão à pressão dos consumidores para alongar os prazos de



Por fim, encerramos a seção apontando que, se nosso diagnóstico estiver correto, poderão surgir problemas adicionais à expansão da capacidade de geração posto que, como vimos, no atual modelo do setor elétrico brasileiro, o encurtamento do horizonte de planejamento significa prevalência da contratação de curto prazo, contratação esta que não assegura necessariamente a expansão da oferta de energia elétrica no longo prazo.

4. CONCLUSÕES

Há cerca de 10 anos o setor elétrico brasileiro assistiu a uma crise profunda decorrente da introdução de um modelo institucional excessivamente apoiado em mecanismos de promoção da concorrência. Como bem demonstrou a experiência, aquele modelo fracassou por ter delegado exclusivamente às forças de mercado as tarefas de ampliar a capacidade de geração à frente da demanda e produzir ganhos de eficiência que supostamente resultariam em tarifas módicas. Os resultados, como se sabe, foram opostos ao desejado, pois os baixos investimentos produziram o racionamento de 2001, que, por sua vez, desencadeou a adoção de soluções emergenciais que acentuaram a tendência de elevação das tarifas.

Com base nessa experiência fracassada, iniciou-se um novo ciclo de reformas institucionais, que culminou, a partir de 2004, na implementação de um novo modelo institucional para o setor elétrico brasileiro. Como se sabe, a orientação geral desse novo arcabouço regulatório passou a ser a combinação de elementos de competição com novos mecanismos de planejamento.²³

Segundo nossa interpretação, a adoção desse novo modelo representou um avanço importante ante a situação anterior. De fato, por ter revigorado as instituições e os mecanismos de planejamento, o novo modelo partiu da correta concepção de que este importante setor da infra-estrutura não deve ficar sujeito aos movimentos (muitas vezes erráticos) das forças de mercado no curto prazo. Portanto, na medida em que se revitalizavam os mecanismos de planejamento da expansão, caminhava-se para o enfrentamento do hiato de planejamento e conferia-se, novamente, caráter estratégico à energia elétrica ao reconhecer seu relevante papel nos processos de crescimento econômico e aumento da competitividade da economia brasileira.

contratação dada a possibilidade de alta futura do preço. A mesma resistência ocorrerá, só que da parte dos consumidores, no caso de uma situação de PLD elevado. A conjunção desses fatores, portanto, indica que existe atualmente uma propensão ao encurtamento do horizonte de planejamento no setor elétrico brasileiro.

23 Ver a esse respeito Bajay (2006).



Não obstante esses avanços, persistiram nos anos subseqüentes alguns entraves à ampliação da capacidade de geração. Com efeito, o aumento das pressões de ordem ambiental, a herança do hiato do planejamento e as restrições macroeconômicas à expansão dos investimentos acarretaram, mesmo depois de 2004, numa expansão tímida da oferta que, recorrentemente, passou a ser citada como ameaça potencial à retomada do crescimento econômico do país.

Essa situação, porém, foi novamente alterada em 2009, pois os fortes impactos da crise internacional trouxeram uma contração expressiva do consumo industrial que, por sua vez, reduziu as possibilidades de déficit nos próximos anos. É válido concluir, portanto, que a crise concedeu um tempo precioso para o aperfeiçoamento do atual modelo, pois, como vimos, este modelo não assegura a expansão da oferta a preços competitivos num contexto de elevadas taxas de crescimento econômico.

A despeito de considerar a existência da incerteza, o atual arcabouço institucional do setor elétrico subestima sua intensidade e sua importância. Tal fato está implícito na insuficiente flexibilidade dos mecanismos de contratação de energia que viabilizam a expansão da capacidade de geração. Assim sendo, o atual modelo torna possível a ocorrência de uma situação de escassez se a economia passar a crescer a taxas mais elevadas, hipótese bastante factível atualmente dado o novo contexto macroeconômico do país e as novas perspectivas que se abrem após a descoberta do pré-sal. Ademais, mesmo que tal cenário de elevado crescimento não se efetive, também é certo que, por não assegurar a existência de uma sobreoferta, o novo modelo institucional não poderá impedir a continuidade da tendência de crescimento das tarifas.

Expostas em linhas gerais as principais limitações do atual arcabouço regulatório, vejamos quais possibilidades de aperfeiçoamento poderiam ser introduzidas com vistas à segurança do abastecimento e à superação ou minimização da tendência de crescimento das tarifas. Obviamente, as sugestões tratadas abaixo constituem apenas um conjunto preliminar de idéias que certamente poderiam ser aprofundadas ou alteradas depois de um debate mais profundo.

A primeira sugestão de aperfeiçoamento diz respeito ao incremento da flexibilidade dos mecanismos de contratação de energia pelas distribuído-

ras para garantir a existência de alguma sobre-oferta.²⁴ Nesse sentido, mais do que a realização de novos leilões de reserva e a agilização dos estudos necessários à licitação de novos empreendimentos hidráulicos, talvez seja pertinente a utilização de um cenário macroeconômico otimista como referência fundamental para a contratação de energia. Nesse caso, a EPE ou outras instituições especializadas poderiam construir, de forma mais transparente e participativa, um cenário de elevado crescimento econômico, sugerindo às distribuidoras e aos grandes consumidores a utilização das variáveis econômicas desse cenário nos seus modelos de projeção de mercado.²⁵ Adicionalmente, poder-se-ia permitir às distribuidoras a contratação de qualquer montante de energia inserido no intervalo delimitado, de um lado, por esse cenário otimista e, de outro, pelo cenário de referência de sua preferência, sem que, com isso, as distribuidoras se tornem passíveis de penalidades. No entanto, com o intuito de se preservar a lógica da regulação por incentivos e evitar uma situação de elevação descontrolada da oferta, poder-se-ia reavaliar regularmente esses cenários e penalizar apenas as distribuidoras que efetuassem contratações correspondentes a valores inferiores ou superiores ao intervalo daqueles cenários e que não fizessem uso, dentro do prazo requerido, dos mecanismos de ajuste já previstos no modelo atual (MCSD, leilões de ajuste e a possibilidade de descontração limitada ao valor de 4% no acumulado de 5 anos).

Em suma, ao ampliar a margem de flexibilidade, manter a reavaliação periódica das estratégias de contratação e preservar a lógica da regulação por incentivos, essa proposta preliminar poderia induzir o aprimoramento do processo de planejamento das distribuidoras e dos grandes consumidores, além de estimular a EPE a inventariar antecipadamente novos projetos hidrelétricos (nesse caso, sempre considerando o cenário otimista), o que contribuiria significativamente para atenuar a pressão de alta do custo de suprimento no Brasil.

24 Muitos analistas criticam a idéia da construção de uma capacidade excedente de geração, seja por acreditarem que é possível manter permanentemente o balanço ótimo entre oferta e demanda – o que, do nosso ponto de vista, equivale a subestimar a incerteza –, seja por alertarem para os custos elevados advindos dessa situação. Em nossa opinião, porém, a solução da sobre-oferta é a que combina, da melhor forma possível, a maior segurança de abastecimento e o menor custo. Haja vista, nesse sentido, importante análise do Tribunal de Contas da União veiculada pelo jornal Valor Econômico em 16/07/2009. Segundo esse estudo, o custo do racionamento de 2001 foi da ordem de R\$ 45,2 bilhões, o equivalente à construção de nada menos do que seis hidrelétricas do porte da usina de Jirau, no Rio Madeira, que tem capacidade instalada de 3.450 MW. Ainda segundo essa reportagem, 60% desse custo foi pago diretamente pelos usuários/consumidores na forma de tarifas e encargos. O restante foi assumido pelo Tesouro Nacional, ou seja, pelo contribuinte.

25 No Plano Decenal de Expansão é apresentado um cenário econômico de crescimento mais elevado. Esse cenário, porém, não corresponde a um cenário realmente otimista e constitui apenas uma referência, pois a decisão de licitação de novos empreendimentos não está associada a ele e sim a um cenário básico, menos otimista.



Uma segunda sugestão de aperfeiçoamento diz respeito ao problema dos consumidores livres não estarem obrigados a contratar, com antecedência, suas necessidades futuras, fato que pode levar a uma situação de expansão insuficiente da oferta e aumento de tarifas. Como vimos, essa possibilidade existe atualmente porque a verificação da contratação dos consumidores livres é feita em base mensal, o que torna possível a esses agentes contratar energia por prazos curtos e até mesmo, depois de encerrado o mês, adquirir a energia necessária junto aos geradores ou comercializadoras. Sendo assim, a solução necessária para esse problema deve passar pela adoção de mecanismos legais que garantam que grande parte (ou mesmo a totalidade) dos contratos desses consumidores livres seja de longo prazo. Obviamente, obrigar os consumidores livres a contratar energia por prazos longos significa expô-los ao risco de que, num cenário de crescimento menor que o esperado, eles tenham que liquidar o excesso de energia contratada a um PLD muito baixo. Para minimizar esse risco, poder-se-ia abrir aos consumidores livres a possibilidade de utilização de mecanismos de ajuste similares aos utilizados pelas distribuidoras (MCSD, por exemplo). Por fim, vale ressaltar que, ao obrigar a contratação de energia no longo prazo, a adoção desse mecanismo eliminaria um grave problema abordado na seção 3, vale dizer, a tendência de encurtamento do horizonte de planejamento dos agentes, encurtamento este que ameaça a segurança do abastecimento e eleva as possibilidades de elevação dos preços e das tarifas.

A terceira sugestão de aperfeiçoamento seria reavaliar a forma como vem sendo efetivada a política de incentivo às fontes alternativas. Como discutido, a despeito de ser correta a orientação de incentivar tais fontes, a possibilidade dos consumidores especiais retornarem ao mercado cativo com uma antecedência de apenas 180 dias – e não de 5 anos como ocorre com os consumidores livres – implica elevado risco de retorno de grande parte dos consumidores antes do suposto pelas distribuidoras, resultando na possibilidade de subcontratação, o que ameaça a segurança do abastecimento. Desse modo, a sugestão seria eliminar a possibilidade dos consumidores especiais retornarem ao mercado cativo com uma antecedência de apenas 180 dias, mantendo apenas a perspectiva de retorno após 5 anos, como ocorre com os consumidores livres

Finalizamos o presente trabalho chamando atenção para um fato importante: é possível que a redução do risco de déficit após a crise internacional esvazie, de algum modo, o debate sobre a necessidade de aprimoramento do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro. Segundo nossa

opinião, seria temerário se isso ocorresse, pois a crise forneceu um tempo precioso para a introdução das mudanças necessárias. Ademais, como vimos, o Brasil vem passando por importantes transformações e a hipótese de elevado crescimento parece mais factível a cada dia. Nesse quadro, o setor elétrico deveria estar preparado para, ao invés de se tornar um possível empecilho ao desenvolvimento do país, tornar-se um indutor desse processo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amaral Filho JBS. A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 2007 (Tese, Doutorado).

Bajay SV. Integrating competition and planning: a mixed institutional model of the Brazilian electric power sector. *Energy* 31 (2006) 865–876.

Belluzzo LG. Os antecedentes da tormenta: origens da crise global. São Paulo: Editora UNESP; Campinas, SP: FACAMP, 2009.

Berer R. O novo modelo do setor elétrico nacional: avaliação de seu funcionamento e proposições para seu aperfeiçoamento. Rio de Janeiro: UFRJ. COPPE, 2002 (Tese, Mestrado).

Buratini R. Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 2004 (Tese, Doutorado).

Carvalho RA. O Mercado Livre de Energia Elétrica no Brasil. Campinas. 2010 (Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso MBA em Gestão de Negócios de Energia Elétrica. Pós-Graduação lato senso, Nível de Especialização FGV In Company).

Keynes JM. A teoria geral do emprego. In: Szmrecsányi T. (org.); Fernandes F. (coord.). Keynes. São Paulo: Ática, 1984.

Morris CH. O crash de 2008: dinheiro fácil, apostas arriscadas e o colapso global do crédito. São Paulo: Aracati, 2009.

Santos GAG, Barbosa EK, Silva, JFS, Abreu, RS. Por que as tarifas foram para os céus? Propostas para o setor elétrico brasileiro. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, V. 14, N. 29, P. 435-474, JUN. 2008.