

Nº51

Série
Eixos do Desenvolvimento Brasileiro

**Setor Elétrico: Desafios e
Oportunidades**

20 de maio de 2010

Comunicados do Ipea

Governo Federal
Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República
Ministro Samuel Pinheiro Guimarães Neto

Fundação pública vinculada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Marcio Pochmann

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Fernando Ferreira

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Mário Lisboa Theodoro

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

José Celso Pereira Cardoso Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas

João Sicsú

Diretora de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Liana Maria da Frota Carleial

Diretor de Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Márcio Wohlers de Almeida

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Jorge Abrahão de Castro

Chefe de Gabinete

Pérsio Marco Antonio Davison

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação

Daniel Castro

URL: <http://www.ipea.gov.br>

Ouidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

Comunicados do Ipea

Os *Comunicados do Ipea* têm por objetivo antecipar estudos e pesquisas mais amplas conduzidas pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, com uma comunicação sintética e objetiva e sem a pretensão de encerrar o debate sobre os temas que aborda, mas motivá-lo. Em geral, são sucedidos por notas técnicas, textos para discussão, livros e demais publicações.

Os *Comunicados* são elaborados pela assessoria técnica da Presidência do Instituto e por técnicos de planejamento e pesquisa de todas as diretorias do **Ipea**. Desde 2007, mais de cem técnicos participaram da produção e divulgação de tais documentos, sob os mais variados temas. A partir do número 40, eles deixam de ser *Comunicados* da Presidência e passam a se chamar *Comunicados do Ipea*. A nova denominação sintetiza todo o processo produtivo desses estudos e sua institucionalização em todas as diretorias e áreas técnicas do **Ipea**.

Este Comunicado faz parte de um conjunto amplo de estudos sobre o que tem sido chamado, dentro da instituição, de *Eixos do Desenvolvimento Nacional: Inserção internacional soberana; Macroeconomia para o pleno emprego; Fortalecimento do Estado, das instituições e da Democracia; Infraestrutura e logística de base; Estrutura produtivo-tecnológica avançada e regionalmente articulada; Proteção social e geração de oportunidades; e Sustentabilidade ambiental*.

A série nasceu de um grande projeto denominado *Perspectivas do Desenvolvimento Brasileiro*, que busca servir como plataforma de sistematização e reflexão sobre os desafios e as oportunidades do desenvolvimento nacional, de forma a fornecer ao Brasil o conhecimento crítico necessário à tomada de posição frente aos desafios da contemporaneidade mundial.

Os documentos sobre os eixos do desenvolvimento trazem um diagnóstico de cada campo temático, com uma análise das transformações dos setores específicos e de suas conseqüências para o País; a identificação das interfaces das políticas públicas com as questões diagnosticadas; e a apresentação das perspectivas que o setor deve enfrentar nos próximos anos, indicando diretrizes para (re)organizar a orientação e a ação governamental federal.

Ao todo, a coleção terá dez livros, cujos capítulos deram origem aos comunicados desta série. Estiveram envolvidas no esforço de produção dos textos cerca de 230 pessoas, 113 do próprio **Ipea** e outras pertencentes a mais de 50 diferentes instituições, entre universidades, centros de pesquisa e órgãos de governo, entre outras.

O livro no qual o comunicado se insere trata de infraestrutura econômica, cuja função é dar apoio às atividades do setor produtivo. A melhoria da infraestrutura econômica tem impacto direto sobre as empresas e indústrias e pode ampliar a capacidade produtiva por meio de custos, tecnologias e capacidade de distribuição. Cada capítulo do livro dará origem a um comunicado do Ipea, que tem por objetivo antecipar estudos e pesquisas mais amplas, como é o caso da obra completa, que terá dez volumes e cerca de 9 mil páginas. O livro sobre infraestrutura econômica terá cerca de 700 páginas.

SETOR ELÉTRICO: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro viveu um longo período de expansão do pós-Guerra ao fim da década de 1970 (LEITE, 1997). Nesse período, o contexto de crescimento econômico sustentado induziu forte crescimento da demanda de eletricidade. Empresas estatais foram estruturadas para atender esta demanda, com ganhos significativos de eficiência econômica devido à economias de escala e de escopo (ARAÚJO; DE OLIVEIRA, 2005). Do ponto de vista financeiro, a expansão do sistema era viabilizada pela disponibilidade de fontes de financiamento – interna e externa – em condições favoráveis e pela garantia de remuneração adequada para os investimentos, inscrita no regime tarifário pelo custo-do-serviço.¹

Nesse ambiente, econômico-financeiro favorável floresceram diversos monopólios elétricos regionais que, atuando de forma cooperativa, aproveitaram a interconexão dos mercados elétricos para reduzir custos e melhorar a qualidade dos serviços. Legitimadas por seus ganhos de eficiência econômica, as concessionárias dos serviços elétricos, gozaram de ampla margem de manobra para decisões empresariais, tanto no plano das escolhas tecnológicas quanto no ritmo adequado para a expansão da sua capacidade de suprimento (DE OLIVEIRA, 1992).

A partir de 1980, o contexto favorável para o desenvolvimento setorial foi desfeito. A entrada de Itaipu no mercado elétrico e a adoção do regime de tarifas nacionais unificadas em um contexto de crise econômica provocaram sensível aumento nos custos setoriais. As condições favoráveis ao financiamento desapareceram, tanto no plano externo quanto interno,² e as tarifas elétricas passaram a ser contidas para combater o processo inflacionário galopante. Este conjunto de problemas provocou a desorganização dos fluxos financeiros setoriais e o esgarçamento dos mecanismos de coordenação exercidos pela Eletrobras (DE OLIVEIRA, 2000).

1. Esse regime garantia às concessionárias a recuperação de seus custos e uma remuneração legal situada entre o mínimo de 10% e o máximo de 12% anuais para os investimentos realizados.

2. No plano interno, o imposto único sobre energia elétrica e o empréstimo compulsório foram eliminados. No plano internacional, os bancos multilaterais mudaram seus critérios de financiamento dos projetos elétricos.

No fim da década de 1980, o setor elétrico converteu-se em gargalo limitante para o crescimento econômico do país. As concessionárias não reuniam condições econômico-financeiras que permitissem a obtenção dos financiamentos necessários para a expansão do sistema de forma a atender adequadamente o crescimento do consumo de eletricidade. Depois de longo debate (ELETROBRAS, 1988), a reforma do mercado elétrico foi deslançada na segunda metade da década de 1990. A introdução da concorrência, sinalizada pela Constituição de 1988,³ foi adotada como cerne do novo mercado elétrico.⁴

Idealizada a partir da experiência inglesa (SURREY, 1996), a reforma brasileira preservou o regime monopolista na gestão das redes de transporte (transmissão e distribuição).⁵ Para as transações comerciais entre os agentes do mercado elétrico, foi criado um mercado atacadista no qual geradores e consumidores contratam bilateralmente os fluxos energéticos que transitam pelas redes de transporte.⁶ No novo mercado elétrico, a coordenação do despacho físico foi centralizada no Operador Nacional do Sistema (ONS)⁷, porém a coordenação do despacho econômico passou a ser realizada descentralizadamente pelos agentes, com base em contratos. Um mercado de curto prazo (*spot*) foi criado para permitir o encontro de contas para as inevitáveis diferenças entre quantidades contratadas e quantidades efetivamente consumidas ou geradas.⁸

A reforma teve por objetivos básicos atrair investidores privados para o mercado elétrico e melhorar o desempenho econômico-financeiro do setor. Estas melhorias deveriam advir de inovações gerenciais e tecnológicas. A convergência do mercado elétrico com o emergente mercado do gás natural era percebida como um dos elementos motores da melhoria do desempenho setorial (ARAÚJO; DE OLIVEIRA, 2005).

Os resultados obtidos com a introdução de pressões competitivas nos mercados elétricos têm sido variados (LOSEKANN, 2003). O sucesso ou insucesso destas reformas reside na regulação e nos mecanismos adotados para a gestão

3. A Constituição de 1988, em seu Art. 175, regulamentado pela Lei das Concessões (Lei nº 8.987/1995), determinou que toda concessão de serviço público deve ser objeto de licitação pública aberta.

4. A privatização foi outro aspecto importante da reforma, porém, seu objetivo foi essencialmente a geração de fluxo fiscal para sustentar o Plano Real de estabilização econômica (DE OLIVEIRA, 2003).

5. O regime tarifário de preço-teto incentivado foi adotado como indutor de pressões competitivas nos segmentos monopolistas da cadeia de suprimento elétrico (ARAÚJO; DE OLIVEIRA, 2005).

6. As distribuidoras atuam como compradores de energia neste mercado, em nome de seus consumidores cativos.

7. Esta coordenação é indispensável para que seja garantida a estabilidade elétrica do sistema (JOSKOW; SCHMALENSEE, 1983).

8. Até a década de 1970, os mercados elétricos eram considerados monopólios naturais em que a verticalização era indispensável para garantir o equilíbrio físico do sistema, obter economias de escala (SMITH, 1977) e minimizar elevados custos de transação. Custos subaditivos nas redes de transporte (BAUMOL; PANZAR; WILLIG, 1982) eram as justificativas para a monopolização do transporte (transmissão e distribuição). A verticalização era necessária para evitar o acesso oportunista de terceiros a "direitos residuais de controle de ativos", expressão cunhada por Hart (1995) para expressar os riscos de perdas econômicas provocadas pela contratação no mercado.

descentralizada dos riscos envolvidos nas decisões de operação e principalmente de expansão da cadeia de oferta de eletricidade (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996). A concentração dos riscos em um dos elos da cadeia é apontada como a principal razão para a crise da Califórnia (BORENSTEIN, *et al.* 2001), assim como o sucesso da reforma na Escandinávia resulta da adequada repartição dos riscos entre os agentes e o desenho de mecanismos contratuais eficazes para sua gestão (MORK, 2001).

No Brasil, a crise do racionamento gerou dúvidas quanto à capacidade da reforma elétrica oferecer os benefícios econômicos anunciados pela introdução da concorrência. No entanto, a espinha dorsal da reforma não foi modificada. As mudanças da presente década ficaram limitadas ao mercado atacadista, em que foi introduzida a sistemática de leilões na contratação de energia a fim de atender a demanda dos consumidores cativos (mercado regulado). A segmentação da oferta de energia dos geradores em dois conjuntos (energia velha e energia nova) também foi importante. Para evitar nova situação de risco no suprimento, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). No entanto, a confiabilidade do suprimento elétrico permanece insatisfatória e apresenta preocupante trajetória de custo crescente. Esta trajetória coloca em risco a competitividade do parque industrial brasileiro, especialmente seu segmento intensivo em energia.

Este ensaio sugere que a reversão dessa trajetória não será alcançada, sem que seja revista a sistemática adotada para a gestão dos riscos setoriais. A separação do problema do risco de racionamento (energia enquanto bem público) da questão da minimização do custo do suprimento (energia enquanto bem privado) é essencial para criar os incentivos necessários para a expansão economicamente eficiente do parque gerador.

O período pluviométrico atual, extremamente favorável, abre ampla janela de oportunidades para a ação governamental neste sentido. Afastado o risco de esgotamento dos reservatórios hidrelétricos, as políticas podem se voltar para a elevação da confiabilidade do suprimento e o incremento da sua competitividade econômica.

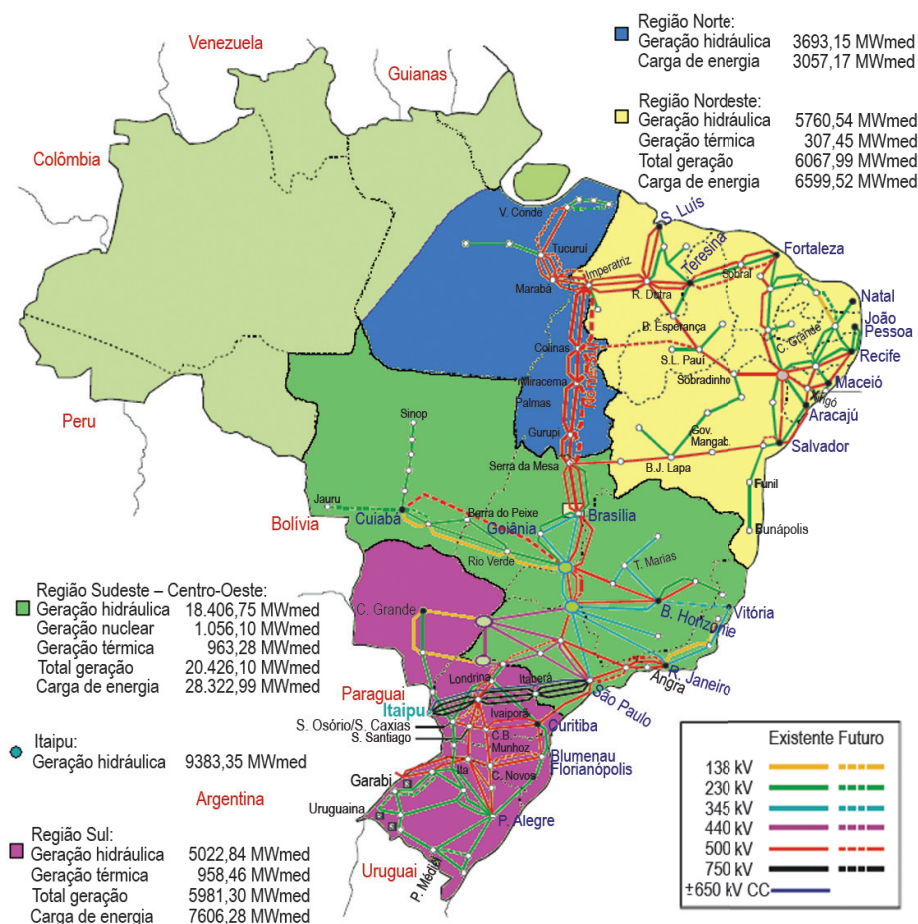
A seção 2 faz um breve diagnóstico do mercado elétrico, apresentando sua estrutura, sua matriz de fontes primárias e analisa também a gestão dos riscos setoriais. Na terceira seção, são apontadas as políticas públicas adotadas para o desenvolvimento setorial, dando destaque à governança setorial, ao *modus operandi* da programação da expansão e aos mecanismos adotados para alcançar níveis desejados de segurança, confiabilidade e preço para o suprimento. A última seção é dedicada a sugestões para a ação governamental.

2 DIAGNÓSTICO SETORIAL

2.1 Estrutura do mercado

O mercado elétrico brasileiro está estruturado em quatro submercados⁹ interconectados por extensas linhas de transmissão (figura 1). O consumo de eletricidade concentra-se nos setores industrial e residencial. A região Sudeste – Centro-Oeste responde por mais de 60% do consumo total do país. Mesmo em anos de baixo crescimento econômico o consumo de eletricidade cresce a taxas razoáveis, indicando ser forte a inércia de grande parte deste consumo.¹⁰ Os consumidores cativos respondem pela maior parte do consumo de eletricidade, porém o mercado livre vem crescendo rapidamente.¹¹

Figura 1
Sistema Integrado Nacional – média anual 2005



Fonte: ONS.
Elaboração própria.

9. Existem ainda os mercados isolados que somados representam apenas 2,1% do mercado brasileiro. Estas áreas geográficas não participam do mercado atacadista de energia.

10. Esta resiliência explica-se tanto pelo crescimento demográfico quanto pela contínua difusão de eletrodomésticos entre a população de baixa renda.

11. Pelas regras atuais, apenas os consumidores com carga superior a 3 MW podem optar pela situação de consumidor livre.

A oferta de eletricidade no Brasil é dominada por empresas estatais (67%), a maior parte sob controle federal (23%), porém a demanda está sob controle de agentes privados (88%). No Norte, o parque gerador é exclusivamente hidrelétrico;¹² no Nordeste, apenas recentemente o parque gerador termelétrico começou a ser implantado. No Sul, onde se localizam as centrais alimentadas com carvão mineral, o parque gerador termelétrico é relevante, assim como no Sudeste – Centro-Oeste, onde está localizado o parque gerador nuclear. Nos submercados do Sul e Sudeste – Centro-Oeste, os distribuidores permaneceram com a obrigação de honrar seus contratos com a binacional Itaipu, mas gozam da garantia regulatória de repasse automático deste custo para seus consumidores cativos.

No Norte, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte), empresa federal, atua como monopolista, atendendo a demanda de poucos consumidores eletrointensivos e distribuidores. A região é exportadora de energia e seu consumo cresce a taxas relativamente elevadas. No Nordeste, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), outra empresa federal, tem posição praticamente monopolista na oferta,¹³ e a demanda está dispersa entre 11 distribuidores e poucos consumidores livres. A região é importadora de energia e o seu consumo cresce acima da média nacional. No Sul, uma empresa privada (Centrais Geradoras do Sul do Brasil – Gerasul), uma estadual (Companhia Paranaense de Energia – Copel) e Itaipu controlam a oferta, enquanto a demanda encontra-se relativamente dispersa entre distribuidores e consumidores livres. A região atua como importadora ou exportadora de energia em função da pluviometria regional. No Sudeste – Centro-Oeste, a oferta e a demanda estão dispersas entre um bom número de agentes; a região atua como equilibradora dos fluxos energéticos do sistema interligado exportando e/ou importando energia em função das necessidades das demais regiões.

Essa diversidade de situações regionais, aliada ao fato de subsistirem significativas limitações para o intercâmbio de energia entre os submercados, sugere dificuldades para a introdução de pressões competitivas no mercado elétrico brasileiro. Como ocorre nos Estados Unidos, seria mais adequada a adoção de regras diferenciadas, ajustadas às condições estruturais dos mercados regionais.¹⁴ Esta não foi, no entanto, a opção adotada na reforma

12. Refere-se ao Sistema Interligado Nacional (SIN). As áreas ainda isoladas são abastecidas por termelétricas.

13. A CHESF atende 96,3% do consumo regional. A oferta restante é fruto de centrais operadas por distribuidoras a fim de atender seu mercado cativo.

14. A solução comprador único é a que melhor se ajusta às situações dos submercados do Norte e do Nordeste, nos quais uma empresa geradora controla o essencial da oferta nestes submercados. Além disso, as oportunidades de economias de aglomeração são ainda relevantes e o sistema de transmissão necessita ser fortemente ampliado. A solução concorrencial exige dispersão razoável da oferta e da demanda entre os agentes do mercado, situação que ocorre apenas na região Sudeste/Centro-Oeste e, em menor medida, no Sul. Nestas regiões, as oportunidades de economias de aglomeração são pouco relevantes e os sistemas de transmissão podem ser considerados maduros.

setorial. Criou-se um mercado unificado, ainda que para isto tenha sido necessária a introdução de um custo adicional para as transações comerciais entre os submercados.¹⁵

2.2 Matriz de geração

O parque gerador brasileiro é dominado por centrais hidrelétricas. Como a Energia Natural Afluyente (ENA)¹⁶ destas centrais tem fortes flutuações sazonais e anuais (gráfico 1), os reservatórios das hidrelétricas cumprem o importante papel de acumular energia nos períodos de ENA elevada para ser utilizada nos períodos de ENA baixa. Desta forma, os reservatórios hidrelétricos permitem a oferta de uma quantidade adicional de energia hidrelétrica nos períodos de ENA baixa, aumentando a confiabilidade do suprimento hidrelétrico.¹⁷

Outra forma de dar confiabilidade ao suprimento hidrelétrico é a construção de centrais térmicas para serem despachadas nos períodos de ENA desfavorável.¹⁸ Nesta situação, as centrais hidrelétricas são despachadas de forma a utilizar plenamente a ENA e as térmicas para complementar a oferta hidrelétrica. Na prática, a cadeia produtiva do combustível utilizado nas térmicas (reservatório, logística de transporte e as próprias centrais térmicas) opera como “reservatório” adicional dos reservatórios das hidrelétricas.

Do ponto de vista do sistema elétrico, o despacho complementar das térmicas justifica-se pelo fato de a energia acumulada nos reservatórios hidrelétricos ter custo de oportunidade superior ao custo do combustível. Portanto, o consumo de combustíveis reduz o custo econômico do suprimento elétrico. Por outro lado, nos períodos de ENA favorável, a cadeia produtiva dos produtores de combustíveis ficaria ociosa, se não for encontrado usos alternativos, interruptíveis, para o combustível não utilizado nestes períodos.

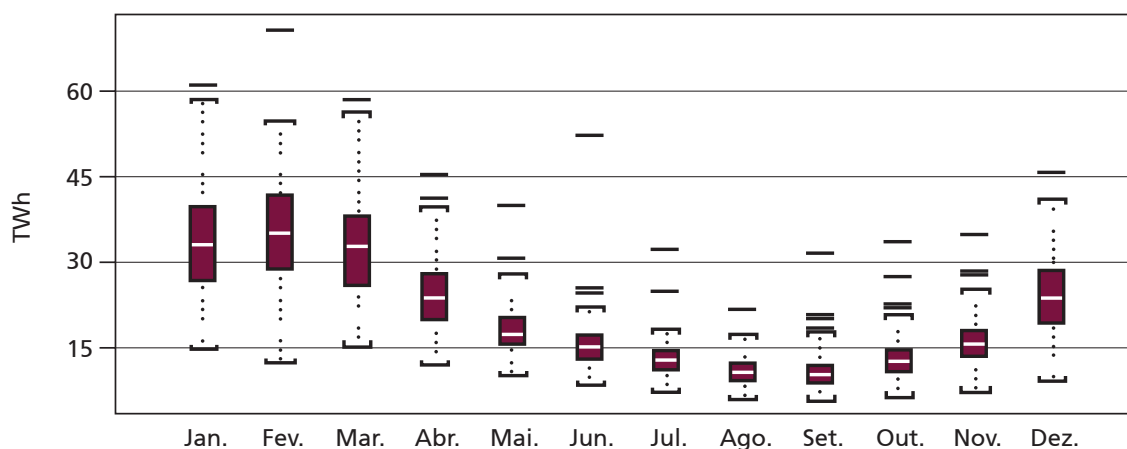
15. Este custo depende do preço de curto prazo das condições conjunturais de oferta e demanda em cada submercado.

16. Denomina-se ENA à quantidade de eletricidade que pode ser gerada pelo parque hidrelétrico com a água que chega às centrais. Esta energia é estimada assumindo que o nível dos reservatórios esteja no patamar médio de 65% de sua capacidade total.

17. No jargão dos operadores do Sistema Elétrico (SE) brasileiro, denomina-se energia *garantida* das hidrelétricas à quantidade de energia que o parque hidrelétrico atual pode gerar na hipótese de que ocorra um período de ENA igual ao pior registro histórico de ENAs. É importante notar que a energia garantida tem um valor de mercado relativamente elevado. Porém, a energia secundária tem valor cadente com sua confiabilidade enquanto a energia vertida tem valor nulo.

18. No jargão setorial, estas térmicas são chamadas de *complementares* das hidrelétricas.

GRÁFICO 1
Efeito da sazonalidade na capacidade de geração no Sistema Elétrico



Fonte e elaboração próprias.

Obs.: Os limites inferiores e superiores do gráfico de caixas mostram as flutuações no fluxo de energia para a região Sudeste – Centro-Oeste a partir de uma série histórica de 70 anos (1933-2002). A linha branca determina a mediana para cada mês. A caixa vermelha representa os segundo e terceiro quartis.

Na prática, os dois tipos de reservatório (hidrelétrico e de combustíveis) permitem aumentar a quantidade de energia confiável do sistema hidrelétrico. Como o preço da energia hidrelétrica é determinado essencialmente pelo investimento realizado na sua construção, os reservatórios têm o mérito de incrementar a competitividade econômica destas centrais.¹⁹

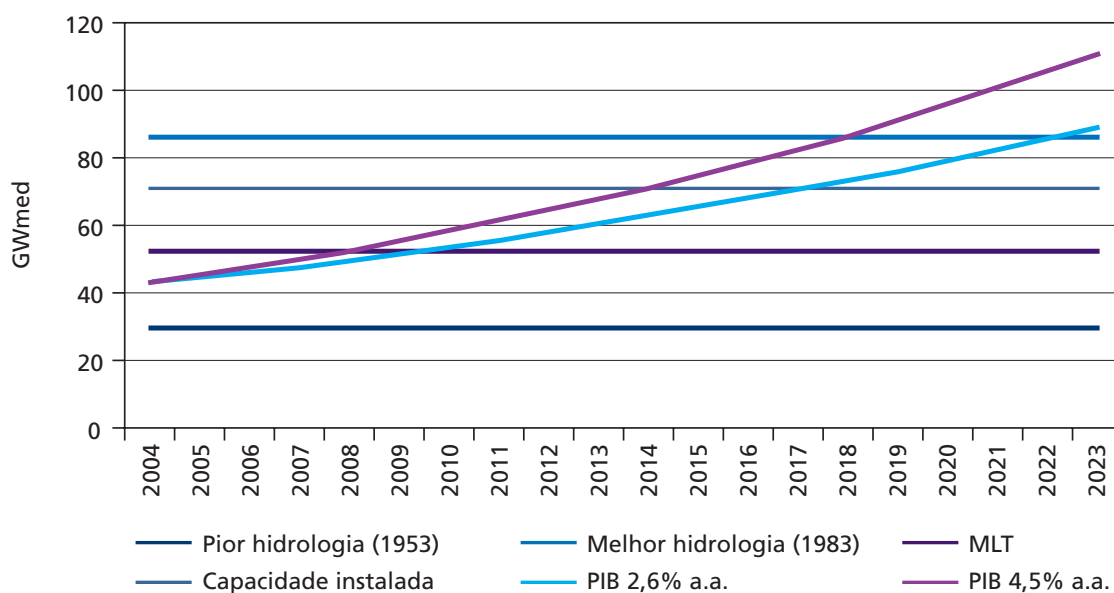
A escolha entre a construção de um reservatório hidrelétrico ou de um “reservatório térmico adicional” para dar confiabilidade ao suprimento hidrelétrico é determinada não apenas pelos custos diretos envolvidos na construção e na operação dos dois tipos de reservatórios. O formato adotado na gestão das incertezas quanto à ENA e quanto às condições do suprimento de combustíveis é fator crucial na decisão da melhor composição econômica dos dois tipos de reservatório.

O risco que os consumidores estão dispostos a aceitar para a ocorrência de um déficit na oferta de eletricidade para atender seu consumo – que pode ser expresso pela elevação no preço da energia para reequilibrar oferta e demanda – é fator-chave na fixação do valor da energia em um sistema gerido da maneira descrita anteriormente. Quanto maior este risco, menor será a necessidade de construir reservatórios e, portanto, menor o custo do suprimento elétrico.

19. O custo da energia hidrelétrica pode ser estimado pelo o quociente entre o investimento realizado e a quantidade de energia confiável que a usina gera.

O gráfico 2 apresenta as expectativas de incremento de consumo de eletricidade, para as taxas de crescimento do produto interno bruto (PIB) de 2,6% e 4,5% anuais. Ele apresenta também a capacidade do sistema *hidrelétrico* brasileiro atual de atender a estes consumos *sem apoio de centrais térmicas*, em três cenários hidrológicos: *i*) o do ano em que a pluviometria foi, historicamente, a mais desfavorável (1953);²⁰ *ii*) o de um ano de abundância nas chuvas (1983); e *iii*) o de hidrologia conforme a média de longo termo (MLT).

GRÁFICO 2
Aumento da demanda de energia e hidrologia



Fonte e elaboração próprias.

Como se pode visualizar no gráfico 2, o sistema hidrelétrico poderia suprir o consumo sem apoio de térmicas até meados da próxima década, se as condições pluviométricas forem sempre favoráveis. No entanto, se os períodos chuvosos repetirem seguidamente o ano de 1953, o apoio das térmicas é indispensável para evitar o racionamento de energia ou uma explosão no seu preço de curto prazo.²¹ A determinação da parcela térmica razoável para garantir a confiabilidade do SE brasileiro depende do risco que consumidores estão dispostos a assumir.

Entre os consumidores há forte diversidade na disposição para pagar pela confiabilidade do suprimento elétrico. No passado, a dificuldade em traduzir esta diversidade em preços individualizados induziu os sistemas elétricos a adotarem

20. Denomina-se período crítico a pior série de hidrologias ocorrida nos últimos 70 anos.

21. É importante notar que, como o consumo de energia ocorre em tempo real com a produção, é preciso manter uma reserva de capacidade de geração para garantir o suprimento no caso de eventos não programados em algum elo da cadeia produtiva.

um preço único para o custo do déficit no suprimento elétrico e a centralizar a gestão deste risco nas concessionárias. O custo desta gestão era repartido administrativamente entre os consumidores, independentemente das disposições individuais para pagá-lo, e repassado para as tarifas. Na prática, quando as situações de risco para o suprimento surgiam, os cortes de suprimento eram realizados seletivamente, com critérios políticos. A introdução da concorrência no mercado atacadista de energia pretendia eliminar esta distorção, descentralizando os riscos setoriais para permitir aos agentes a gestão individualizada de seu risco por meio da contratação bilateral do suprimento de energia.

2.3 Gestão de riscos

Antes da reforma, o mercado elétrico interligado brasileiro era gerido cooperativamente pelos monopólios elétricos regionais. As incertezas dos diversos mercados eram geridas centralizadamente sob a coordenação da Eletrobras.²² O regime tarifário custo do serviço garantia o repasse dos custos desta gestão para as tarifas dos consumidores. Quando a tarifa autorizada pelo então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) não era suficiente para a recuperação destes custos, o eventual déficit tarifário era contabilizado na Conta de Resultados a Compensar (CRC) das concessionárias para ser ressarcido em reajustes tarifários futuros.

Até a década de 1980, essa organização industrial mostrou-se eficiente na gestão dos riscos setoriais. A coordenação centralizada do processo de interligação dos monopólios regionais permitia explorar economias de escala e de aglomeração que reduziam os riscos do sistema. Dessa forma, os custos de expansão e a qualidade dos serviços prestados em cada um dos monopólios regionais eram reduzidos, beneficiando também todo o sistema. Nesse período, gestou-se um círculo virtuoso de expansão em que as tarifas dos serviços elétricos eram cadentes em termos reais e a qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias melhorava continuamente (DE OLIVEIRA, 1998).

Os efeitos da crise do petróleo transformaram esse círculo virtuoso em um círculo vicioso. O consumo de eletricidade passou a crescer abaixo da previsão programada. Projetos em andamento tiveram de ser postergados, adicionando custos financeiros aos crescentes custos de construção de novas centrais. A política de contenção tarifária adotada para combater a inflação desorganizou os fluxos financeiros dos monopólios elétricos regionais. O papel coordenador exercido pela Eletrobras foi progressivamente esgarçado, criando entre os agentes o consenso quanto à necessidade de uma reforma setorial.

22. Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) e Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão (GCPS).

A Constituição de 1988 deu o primeiro passo da reforma setorial ao especificar que as concessões devem resultar de licitações públicas. Pouco depois, a Lei nº 8.631/1993 determinou o abandono do regime custo-do-serviço, sugerindo que a gestão dos riscos do mercado elétrico deveria ser realizada pelos agentes deste mercado. Porém, esta lei não ofereceu mecanismo operacional para que os geradores pudessem refletir sua percepção de risco nos preços da energia.

O mercado atacadista de energia, criado em 1996, produziu o ambiente para tanto. Neste mercado, os custos da gestão dos riscos setoriais passaram a ser embutidos nos preços dos contratos bilaterais entre geradores e distribuidores/consumidores.²³ Como os contratos raramente cobrem as quantidades efetivamente consumidas, criou-se um mercado de curto prazo (*spot*) para permitir o ajuste de diferenças entre a energia contratada e a energia consumida. No entanto, o mercado de curto prazo brasileiro foi estruturado com formato peculiar.

De fato, o preço nesse mercado não brota de ofertas e demandas dos agentes, mas de expectativas estimadas por um conjunto de modelos computacionais,²⁴ operados pelo ONS. As expectativas quanto ao consumo futuro de eletricidade e quanto ao regime futuro para a ENA têm papel determinante no uso da energia acumulada nos reservatórios hidrelétricos, e por consequência, também no preço da energia no mercado de curto prazo (*spot*). Em situações de ENA muito favorável, a energia disponível no mercado de curto prazo tem preço muito abaixo do preço praticado no mercado de contratos. A situação inverte-se quando a ENA é muito desfavorável.

Para evitar que os consumidores e as distribuidoras adotem comportamento oportunista, contratando pequena parcela de seu consumo na expectativa de preços baixos no mercado de curto prazo, é necessário que sejam adotadas fortes penalidades para os consumidores que decidam especular no mercado de curto prazo (NORD POOL, 2002). Na reforma do mercado elétrico brasileiro, não foram adotadas penalidades para o comportamento especulativo dos consumidores e distribuidoras.

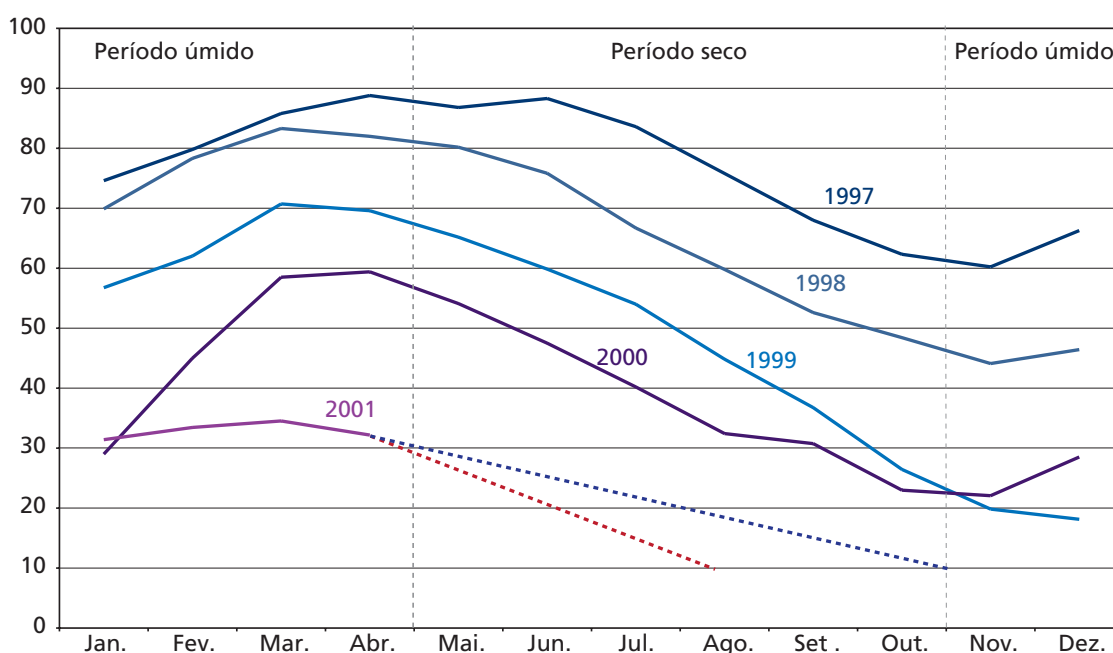
Essa solução revelou-se desastrosa poucos anos após a reforma. Na expectativa de ENAs favoráveis no futuro, os vastos reservatórios hidrelétricos foram paulatinamente deplecionados, sem que fossem realizados os investimentos em centrais térmicas necessários para atender os períodos de ENAs desfavoráveis (DE OLIVEIRA, 2000). No fim de 1999, o nível dos reservatórios equivalentes

23. Esperava-se que com o desenvolvimento dos mercados de futuros e de opções para a energia elétrica seria dada liquidez a estes contratos.

24. Essencialmente os mesmos modelos utilizados no regime monopolista para o despacho físico das centrais.

chegou a um patamar insustentável (gráfico 3). A trajetória esperada para o seu esgotamento (em vermelho tracejado no gráfico) levaria o abastecimento hidrelétrico ao colapso.²⁵ O racionamento do consumo tornou-se indispensável para inflexionar a trajetória de esgotamento (linha tracejada em azul).

GRÁFICO 3
Evolução do nível do reservatório equivalente para o submercado Sudeste –
Centro-Oeste
 (Em %)



Fonte: ONS.
 Elaboração própria.

A interconexão dos mercados do Norte – Nordeste com os mercados do Sul – Sudeste – Centro-Oeste, realizada em 1996, colocou os vastos reservatórios do Sudeste – Centro-Oeste a serviço do equilíbrio entre oferta e demanda de todas as regiões do país, dando dimensão nacional ao risco de racionamento.²⁶ Na ausência de parque térmico para substituir os reservatórios vazios, o racionamento tornou-se indispensável para evitar o colapso do sistema elétrico, apesar do seu enorme custo político.²⁷

O período de racionamento permitiu muito aprendizado. Constatou-se que os consumidores estão dispostos a modificar seus hábitos de consumo, se lhes for oferecido sinal adequado de preço para custo de oportunidade de seu

25. As centrais hidrelétricas deixam de produzir energia quando o reservatório equivalente atinge patamar abaixo de 10%.

26. Os racionamentos de energia elétrica do passado geraram pouca polêmica por serem sempre limitados regionalmente.

27. O SE brasileiro já tinha enfrentado outras situações de racionamento, porém sempre de cunho regional. O racionamento de 2001 foi o primeiro a ocorrer após a interligação dos quatro subsistemas regionais.

suprimento elétrico.²⁸ Aprendeu-se também que a interligação dos submercados regionais tornou todo o sistema muito vulnerável aos períodos de estiagem, especialmente quando estes ocorrem na região Sudeste – Centro-Oeste, onde se situa a maior parcela da capacidade de armazenagem de energia do sistema hidrelétrico do país. Porém, seu maior ensinamento foi indicar ser essencial a presença de centrais térmicas no parque gerador para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico brasileiro.

No horizonte previsível, o gás natural apresenta-se como a melhor fonte alternativa de combustível para o país desenvolver seu parque térmico.²⁹ Sendo assim, a estruturação de regras que permitam a gestão combinada dos reservatórios das hidrelétricas com os reservatórios de gás natural é essencial para a garantia da confiabilidade do suprimento de eletricidade do Brasil.

3 POLÍTICAS PÚBLICAS

3.1 Governança setorial

A reforma do setor elétrico alterou radicalmente a governança do mercado elétrico. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi criada para regular e fiscalizar as atividades dos agentes do mercado, sendo também sua atribuição a fixação de tarifas para os consumidores cativos e para o uso das redes de transporte. O Operador Nacional do Sistema Elétrico, entidade sem fins lucrativos, foi criado para coordenar o despacho das centrais e manter os fluxos de energia na rede.³⁰ A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada para promover a compensação de contratos e as transações no mercado de curto prazo dos agentes e a Empresa de Pesquisa Energética para formular o planejamento indicativo da expansão do sistema, incluindo a realização do inventário do potencial hidrelétrico. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico tem a responsabilidade de supervisionar o risco de esgotamento dos reservatórios hidrelétricos, propondo as medidas necessárias para evitar que os níveis deles fiquem abaixo de valores previamente programados pelo ONS.

O conceito de energia assegurada, sucessor do conceito de energia garantida do período monopolista, foi adotado como pilar central para o monitoramento do suprimento de eletricidade. As centrais hidrelétricas recebem certificados que

28. Esta disposição é particularmente elevada no caso dos grandes consumidores, para quem o custo da energia é fonte importante de competitividade econômica.

29. As reservas brasileiras de carvão mineral conhecidas estão situadas no Rio Grande do Sul e Santa Catarina e apresentam características que indicam ser o seu melhor uso econômico na boca das minas, portanto para suprir o mercado regional.

30. O sistema elétrico funciona como uma gigantesca máquina conectando geradores e consumidores que necessita manter permanentemente o equilíbrio elétrico em todos os nós de sua rede.

lhes garantem uma quantidade de energia *assegurada (sic)*,³¹ definida pela EPE com base em modelos de otimização utilizados pelo ONS para gerir os reservatórios hidrelétricos no ato de outorga da concessão. Esta energia pode ser oferecida em contratos de longo prazo para os consumidores livres e para as concessionárias de distribuição. Além de sua energia *assegurada*, as hidrelétricas podem comercializar também a energia secundária do sistema hidrelétrico, porém, neste caso, apenas a comercialização deve ser feita exclusivamente no mercado de curto prazo.³²

Com o objetivo de dar consistência financeira ao conceito de energia *assegurada* das hidrelétricas, foi criado o mecanismo de realocação de energia (MRE). Este mecanismo procura realizar a compensação de custos e benefícios das centrais hidrelétricas decorrentes das diferenças entre a sua energia *assegurada* e a energia efetivamente gerada para atender o despacho do ONS.³³ Dessa forma, a gestão do risco hidrológico foi retirada das centrais hidrelétricas e repassada para o ONS.

Para as centrais térmicas, foi dada a opção de não operarem como reservatórios das hidrelétricas, declarando inflexibilidade (*must run*)³⁴ para o seu despacho. Porém, se elas não tiverem sua energia contratada, ela será ofertada no mercado de curto prazo aceitando o preço calculado pelos modelos computacionais do ONS (custo marginal de operação).³⁵ Alternativamente, as térmicas podem declarar flexibilidade para seu despacho e, nesta condição, elas são incorporadas ao regime cooperativo para o uso dos reservatórios hidrelétricos e recebem um certificado de energia assegurada.

Visando evitar o risco de falta de combustível para alimentar as térmicas, especialmente nos períodos de estiagem, foi introduzida a exigência de lastro.³⁶ Nesta nova situação, as térmicas que optarem por alguma flexibilidade terão de encontrar mercado secundário para onde canalizar seu suprimento de combustível não consumido ou obter contratos para seu suprimento de combustível ajustado à administração do risco hidrológico realizado pelo ONS. Como oferta e de-

31. Cada central recebe uma parcela da energia assegurada total do sistema, com base na potência instalada de cada uma delas.

32. Em períodos de pluviometria favorável, a ENA permite gerar uma quantidade de energia adicional à quantidade assegurada.

33. O MRE sustenta-se na hipótese de que, se em certos momentos a central hidrelétrica gera menos energia assegurada pelo fato de estar sofrendo um período de ENA desfavorável, em outros, gerará mais energia para compensar as demais centrais que a apoiaram em seu momento desfavorável.

34. Isto é, seu despacho ocorre independentemente dos cálculos realizados pelos modelos.

35. Os modelos calculam os custos marginais de operação nos quatro submercados em que está dividido o mercado elétrico e estes custos são adotados como seus respectivos preços de curto prazo. O ONS deve periodicamente reconfigurar os submercados, em função das restrições de transmissão existentes no sistema interligado.

36. Contratos de suprimento de combustível que garantam suprimento permanente do combustível necessário para atender o despacho da central a plena carga.

manda de contratos interruptíveis de gás natural são muito limitadas no Brasil,³⁷ a opção pela flexibilidade ficou praticamente limitada às térmicas alimentadas com combustíveis líquidos ou sólidos.³⁸

Como ocorre com as hidrelétricas, as térmicas flexíveis só podem contratar a parcela assegurada da sua capacidade de geração, calculada pela EPE. Na prática, esta formulação implica aumentar o custo fixo das térmicas flexíveis, assim como seu custo variável, caso não obtenham contratos interruptíveis para seu suprimento de combustível.

O conceito de energia assegurada centralizou a gestão do risco hidrológico no âmbito do governo. Para garantir a neutralidade da gestão deste risco, os modelos computacionais utilizados no despacho das centrais foram tornados públicos e os agentes do mercado atacadista de energia aceitaram formalmente a sua aplicação na determinação do despacho e na fixação do preço de curto prazo. Estes modelos operam com expectativas que são alimentadas pela Aneel – expansão do parque gerador – e pela EPE – demanda futura de eletricidade. Além disso, um modelo estatístico utiliza a série hidrológica disponível para estimar a série futura de ENA mais provável. Pequenas alterações nestas expectativas têm efeito significativo no preço de curto prazo produzido pelos modelos.

Cabe ao ONS administrar a energia acumulada nos reservatórios de forma a garantir que a oferta de energia *assegurada* do sistema elétrico será suficiente para atender a demanda contratada, tendo na devida conta as expectativas futuras de ENAs calculadas pelo modelo estatístico. Uma curva de aversão a risco é utilizada pelo CMSE para que os níveis dos reservatórios permaneçam acima do patamar mínimo que garanta o suprimento da energia assegurada contratada. Dessa forma, as geradoras têm seu fluxo de caixa protegido do risco hidrológico e a responsabilidade por situações que exijam racionamento de energia passa a ser das instâncias governamentais.

3.2 Programação da expansão

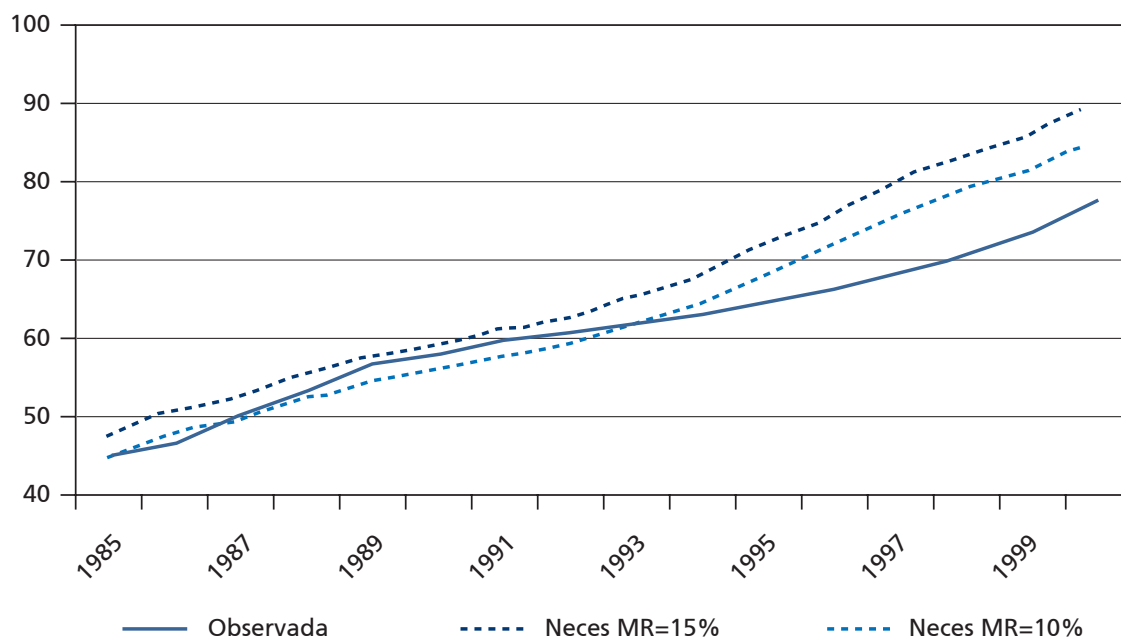
O risco de racionamento no suprimento de energia tornou-se preocupação central dos formuladores da política energética brasileira, a partir da crise elétrica de 2001-2002, quando ficou evidenciado que a evolução da capacidade instalada não vinha sendo suficiente para acompanhar a evolução do consumo

37. Por ser este um mercado infante, a expansão da oferta de gás natural é largamente determinada pela construção da logística de transporte deste combustível das zonas produtoras aos centros de consumo. A forte intensidade de capital desta logística faz que sua viabilidade econômica seja largamente dependente da plena utilização de sua capacidade instalada.

38. No primeiro mercado, a logística de transporte é madura (combustíveis líquidos) e no segundo, desnecessária (carvão mineral utilizado na boca das minas).

(gráfico 4). Para responder a esta preocupação foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico e foram introduzidas as curvas de aversão a risco nas decisões de despacho das centrais hidrelétricas.

GRÁFICO 4
Capacidade instalada *versus* capacidade necessária
(Em GW)



Fonte e elaboração próprias.

As curvas de aversão a risco limitam o nível de esgotamento dos reservatórios hidrelétricos em patamares que permitem garantir o suprimento elétrico do sistema interligado, mesmo em casos de ocorrência de períodos de estiagem similares ao pior histórico conhecido no conjunto de regiões que compõem o sistema. As curvas são estimadas para cada um dos submercados do sistema pelo CMSE e devem ser seguidas pelo despacho realizado pelo ONS. É importante notar que o CMSE tem autoridade para modificar as regras de uso dos reservatórios e de despacho, sempre que os níveis do reservatório fiquem próximos dos níveis mínimos de segurança propostos pelo próprio CMSE.

Para atender o consumo, os geradores foram agrupados em dois grupos distintos. As centrais com contratos anteriores a 2001 foram classificadas como ofertantes de energia *velha (sic)* e as demais em ofertantes de energia

nova.³⁹ Esta segmentação da geração de energia teve por objetivo incentivar a expansão do parque gerador e, ao mesmo tempo, evitar que o preço da energia contratada no mercado atacadista convirja para o custo de expansão do parque gerador.

Os consumidores estão confinados em dois mercados também distintos. A maior parcela deles é atendida compulsoriamente pelas distribuidoras (consumidores cativos) que devem contratar seu suprimento de energia em leilões realizados regularmente pela Aneel. Os grandes consumidores, denominados consumidores livres,⁴⁰ podem contratar seu consumo sem necessidade de se submeter ao regime de leilões.

É importante notar que tanto os consumidores livres quanto as distribuidoras têm a obrigação legal de ter contratada plenamente sua demanda de carga. No caso das distribuidoras, é permitido o repasse de até 3% da energia contratada não consumida para as tarifas de seus consumidores cativos. Adicionalmente, as distribuidoras podem “devolver” para os geradores até 4% da energia *velha* contratada, caso a demanda de seus consumidores cativos revelese inferior a 97% da energia contratada. No caso dos consumidores livres, a energia contratada e não a consumida deve ser comercializada no mercado livre.

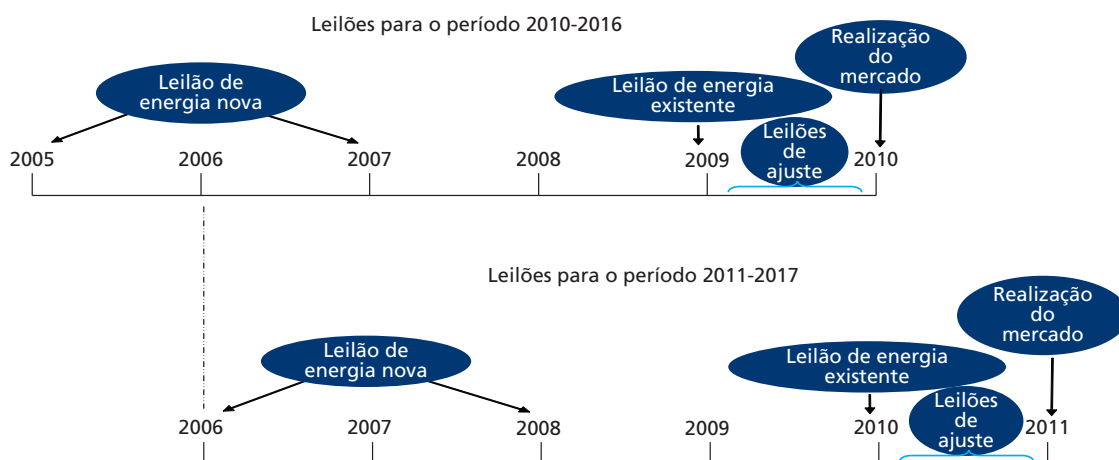
O planejamento da expansão é realizado pela EPE. Com base neste planejamento, o Ministério de Minas e Energia (MME) habilita os sítios hidrelétricos e as térmicas para participarem em leilões de energia destinados a atender o consumo dos consumidores cativos das distribuidoras. As centrais são informadas quanto ao certificado de energia assegurada que lhes cabe e o MME determina a quantidade de energia que é demandada nos leilões, assim como o preço máximo que será aceito pela energia ofertada. Dessa forma, o governo pretende comandar a trajetória de expansão setorial que deseja ver executada em regime competitivo pelos geradores.

Uma sistemática de leilões anuais permite às concessionárias atenderem horizontes distintos de sua demanda de energia (figura 2). Os contratos de energia *nova* são de longa duração (15 a 30 anos) e os de energia *velha* têm prazos menores (um a oito anos), ambos com cláusula de reajuste para o preço contratado com base no Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). As distribuidoras procuram utilizar os leilões com diferentes horizontes de suprimento para ajustar seus contratos às flutuações de consumo de seu mercado.

39. No caso de Itaipu, a contratação continua a obedecer às regras do acordo binacional com o Paraguai, sendo prioritário o despacho desta central nos submercados do Sudeste/Centro-Oeste e do Sul.

40. Demanda igual ou superior a 3 MW.

Figura 2



Fonte e elaboração próprias.

O formato adotado nos leilões procura minimizar os preços obtidos para o suprimento de energia. No entanto, o *modus operandi* dos leilões para a energia velha e para a energia nova são distintos.

No caso da energia velha, o leiloeiro anuncia a quantidade desejada e o preço inicial que está disposto a aceitar para ofertas dos geradores. Na medida em que as ofertas superam esta quantidade, o leiloeiro reduz o preço até obter o equilíbrio entre a oferta e a quantidade demandada. Em seguida, o leiloeiro reduz a quantidade a ser contratada e solicita aos geradores que declarem preço firme, igual ou inferior ao preço de equilíbrio da primeira fase. Baseado nesta segunda oferta, o leiloeiro equilibra oferta e demanda, pagando a cada gerador o preço declarado pela energia ofertada.

As quantidades demandadas, tanto na primeira quanto na segunda fase, são fixadas pelo Ministério de Minas e Energia, com base nas informações de necessidades de contratação informadas pelas distribuidoras. As quantidades contratadas pelo leiloeiro são repartidas entre as distribuidoras na proporção das necessidades de contratação informadas por elas.

Os leilões de energia *nova* são conduzidos em três etapas. Na primeira delas, os sítios hidrelétricos disponibilizados pela Aneel para construção de centrais são oferecidos com um preço máximo fixado pelo MME. O ofertante da menor tarifa para a energia assegurada de cada central hidrelétrica ganha o *direito de participação* com oferta desta hidrelétrica na segunda etapa do leilão, quando as centrais hidrelétricas competem com centrais alimentadas com outras fontes primárias de energia.

Na segunda fase, os detentores dos *direitos de participação* da primeira etapa ofertam quantidades de energia *assegurada* de suas hidrelétricas – calculadas pela EPE – e os respectivos preços para esta energia. Já as térmicas, previamente cre-

denciadas pela Aneel, ofertam sua capacidade de geração e a receita requerida por sua disponibilidade para a operação do ONS. Utilizando um *índice de custo benefício (sic)* calculado pela EPE para as térmicas,⁴¹ o leiloeiro identifica o conjunto de centrais (hidrelétricas e térmicas) necessárias para atender a demanda especificada pelo MME. Na terceira fase, o MME reduz a demanda a ser contratada e os ofertantes fazem lances definitivos de preço – receita requerida com as respectivas quantidades de energia.⁴²

A política de expansão do parque gerador tem procurado preservar a forte participação das energias renováveis no suprimento elétrico brasileiro. Leilões específicos têm sido realizados para a geração com biomassa – especialmente bagaço de cana – e com energia eólica. A hidreletricidade continua sendo a âncora do programa de expansão e às centrais térmicas permanece sendo destinado o papel de geração complementar nos períodos de estiagem. Como a maior parte do potencial hidrelétrico remanescente encontra-se na Amazônia, esta política tem enfrentado forte resistência dos defensores do meio ambiente.

Os projetos elétricos necessitam de aprovação prévia dos órgãos de proteção ambiental. Para tanto, é necessário que os empreendedores apresentem a estes organismos relatórios com estimativas dos efeitos sociais e ambientais provocados pelos seus projetos, assim como as medidas que serão tomadas para mitigar os efeitos negativos destes. No caso dos grandes projetos hidrelétricos, a magnitude das mudanças gera inevitavelmente fortes controvérsias, principalmente no que se refere à dimensão dos reservatórios e às modificações no fluxo natural da água. Os defensores do meio ambiente argumentam recorrentemente que uma política agressiva de fomento da eficiência energética e das fontes alternativas de energia permitiria evitar a construção de novas centrais térmicas e hidrelétricas.

Para mitigar a resistência ambientalista, os projetos de novas usinas hidrelétricas têm sido estruturados de forma a minimizar as áreas inundadas pelas centrais. Como resultado desta política, a proteção oferecida pelos reservatórios hidrelétricos nos períodos de estiagem diminuiu e a expansão do parque gerador termelétrico torna-se indispensável para mitigar o risco de racionamentos.

A universalização do acesso à energia elétrica tem sido diretriz importante do programa de expansão, assim como o apoio à difusão de novas fontes renováveis de energia e a oferta de subsídios aos sistemas elétricos isolados – não conectados ao sistema interligado nacional. O Programa Luz Para Todos tem como meta universalizar

41. O custo operacional da central, o preço do seu combustível e a parcela da capacidade que será operada com flexibilidade, informados antes do leilão, foram utilizados pela EPE para calcular este índice, com o apoio dos modelos utilizados pelo ONS.

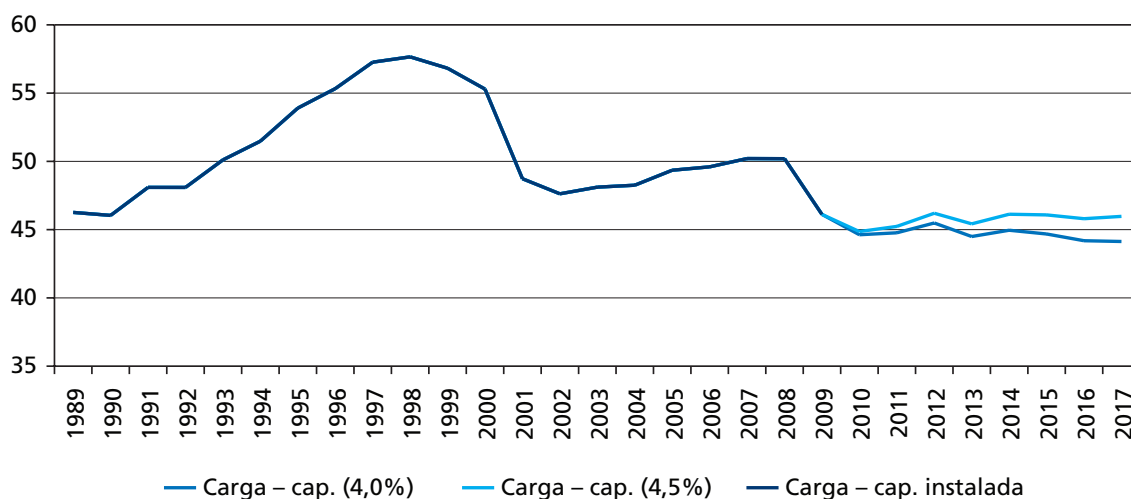
42. Nos leilões de energia velha e principalmente nos de energia nova, o MME limitou a quantidade a ser contratada em patamar inferior ao solicitado pelas distribuidoras. Desta forma, foi possível reduzir o preço de equilíbrio dos leilões. Resta saber se as estimativas de consumo das distribuidoras estavam superestimadas.

o acesso à eletricidade até o fim de 2010 e os subsídios aos sistemas isolados somaram cerca de R\$ 225 milhões em fevereiro de 2010 (ELETROBRAS, 2010). O fomento das fontes renováveis de energia é realizado com recursos carreados pelos consumidores para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

3.3 Segurança, confiabilidade e preço

Os leilões de energia nova têm sido realizados com o objetivo de garantir um programa de expansão compatível com a previsão de crescimento da economia realizada no âmbito do governo. Até o leilão das duas usinas do rio Madeira (Jirau e Santo Antônio), os investidores privados optaram por atuar na margem do parque gerador. Eles concentraram sua oferta em centrais térmicas alimentadas com óleo diesel ou óleo combustível, destinadas para operação nos momentos de pluviometria desfavorável. Estes tipos de centrais enfrentam menores riscos ambientais que as hidrelétricas e não exigem logística dedicada ao seu suprimento de combustível, como é o caso das centrais alimentadas com gás natural. Como resultado deste processo, o fator de capacidade do parque gerador vem declinando progressivamente, provocando a elevação do custo fixo deste parque com a consequente elevação do preço da energia no mercado atacadista, como pode ser observado no gráfico 5.

GRÁFICO 5
Cenários de evolução da relação carga/capacidade instalada do SIN
 (Em %)



Fontes: ONS, BEN e EPE.
 Elaboração própria.

Por outro lado, a construção de usinas hidrelétricas distantes dos centros de consumo, sem reservatórios importantes, tem exigido uma forte expansão do sistema de transmissão e o despacho mais intenso de centrais térmicas para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico. Entre 1999 e 2009, a rede de transmissão cresceu mais de 40%, porém o custo da rede para os consumidores subiu de

R\$ 1,7 para R\$ 10,5 bilhões (PORTAL..., 2010). Esta dinâmica produz pressões adicionais de custo no sistema elétrico.

A conjuntura gerada pelas mudanças estruturais no consumo de eletricidade induzidas pelo racionamento provocou um excedente significativo na oferta de energia assegurada no momento da contratação da energia *velha*. Esta conjuntura permitiu que esta energia fosse comercializada a preços significativamente abaixo do *custo* da energia *nova*. Dessa forma, a composição de contratos de energia *velha* de preços baixos com contratos de energia *nova* de custos (portanto, preços) elevados permitiu que os aumentos nos *custos* de geração e transmissão provocados pelo programa de expansão da geração não fossem sentidos pelos consumidores na sua plenitude.⁴³

Componente eficaz da política de combate a pressões inflacionárias, essa composição de preços teve a deficiência de não estimular a contratação de energia *nova* pelos consumidores livres. Estes preferiram contratar energia *velha* – mais barata – deixando para as distribuidoras a contratação da energia *nova* – mais cara – necessária para atender a expansão do consumo. Ocorre que as distribuidoras buscam contratar apenas a energia para atender a parcela de incremento do consumo de seus consumidores cativos. Sendo assim, a estratégia de contratação de energia dos consumidores livres deixou de ser funcional quando o excesso de energia *velha* se esgotou. Nesse momento, os consumidores livres passaram a necessitar da contratação de energia *nova* para atender o crescimento do seu consumo.

A separação da oferta de energia em dois grupos (*velha e nova*) criou entre os consumidores livres a expectativa de que as distribuidoras contratem toda a energia *nova* necessária para atender todo o crescimento do consumo – mercado regulado mais mercado livre – de forma a liberar quantidade crescente da sua energia *velha* contratada para ser oferecida no mercado livre. Esta solução levaria o preço médio da energia no mercado regulado para um patamar cada vez mais distante do preço da energia *velha* comercializada no mercado livre. Tal dinâmica é insustentável, do ponto de vista da racionalidade econômica.

É importante notar que a contratação de energia nova é essencial para a segurança do suprimento energético. É fundamental oferecer condições regulatórias que permitam garantir a recuperação dos custos das novas centrais. No entanto, a convergência do preço da energia *velha* com o preço da energia *nova* teria forte impacto no preço da energia para consumidores cativos e consumidores livres. Este cenário vem preocupando especialmente os grandes consumidores que correm o risco de perder sua principal vantagem competitiva frente a seus con-

43. Nos leilões de energia velha realizados, o preço da energia foi crescente, passando de R\$ 57,51 MWh em 2005 para R\$ 67,33 MWh em 2006, R\$ 75,46 MWh em 2007 e R\$ 83,13 MWh em 2008. No leilão de energia nova, o preço situou-se em R\$ 114,43 para a oferta hidrelétrica e em R\$ 127,18 para a termelétrica.

correntes internacionais. O término dos contratos vigentes para a energia *velha* a partir de 2013 sugere que este problema terá de ser equacionado proximamente.

A recontração da energia *velha* em patamar de preço significativamente inferior ao custo da energia nova tem sido sugerida como a forma mais fácil e efetiva de resolver este problema. Porém, a conjuntura do mercado no momento dos leilões de recontração de energia *velha* terá novamente papel determinante no comportamento do preço oferecido aos consumidores. Caso os leilões ocorram em situação de forte escassez na oferta de energia, é provável que a energia *velha* seja comercializada a preços elevados, situação que criará dificuldades para a competitividade de diversos segmentos produtivos, em especial os segmentos intensivos em energia.

O governo tem aventado a hipótese de renovação das concessões das centrais ofertantes de energia *velha*. A obrigação de um preço máximo para a oferta de energia destas centrais seria uma das cláusulas desta renovação. Porém, esta solução encontra dificuldade pelo fato de existirem impeditivos legais que devem ser superados para sua execução. Outro mecanismo, mais efetivo e concreto, que vem sendo perseguido para alcançar o mesmo objetivo é a construção de centrais nas quais uma grande quantidade de energia *nova* seja destinada ao mercado livre.⁴⁴ Dessa forma, pretende-se criar um excedente significativo de energia *velha* mais energia *nova* que induzirá a redução nos preços de ambas para os grandes consumidores.

Além disso, o governo vem procurando minimizar a elevação no preço da energia para os consumidores cativos, para os quais é destinada a maior parte da energia *nova*. Para tanto, o governo tem procurado oferecer condições que permitam reduzir o custo de construção das grandes centrais hidrelétricas na Amazônia. No entanto, o esforço governamental nesta direção tem sido contrarrestado pela demanda de medidas mitigadoras dos impactos sociais e ambientais destes projetos.

Para reduzir os riscos desses projetos, o governo decidiu assumir a responsabilidade pela obtenção de licença prévia dos sítios hidrelétricos que pretende disponibilizar para os leilões de energia *nova*. No entanto, os riscos vinculados ao licenciamento ambiental definitivo permanecem sob a responsabilidade do investidor. Dessa forma, ainda que boa parcela dos elevados riscos econômicos e ambientais das centrais hidrelétricas na Amazônia fiquem reduzidos, as dificuldades na área do meio ambiente não estão plenamente equacionadas. A dificuldade encontrada no leilão da usina hidrelétrica de Belo Monte oferece uma clara indicação dos problemas ainda a enfrentar nesta área. É importante notar que a pressão de custos, provocada pela necessidade de mitigação dos impactos am-

44. Este mecanismo foi adotado nas centrais do rio Madeira e está sendo proposto também no caso de Belo Monte.

bientais e sociais dos grandes projetos hidrelétricos, tende a reduzir os benefícios decorrentes da sua escala, elevando os custos de construção e, portanto, o preço para a energia que será ofertada nos leilões.

No plano da confiabilidade do suprimento, há problemas tanto no âmbito da rede básica de transmissão quanto nas redes de distribuição. Os centros de consumo da região Sul-Sudeste estão se tornando crescentemente dependentes do suprimento de grandes blocos de energia da Amazônia. Este movimento exige reforços na rede básica de transmissão para evitar que blecautes de grande amplitude, similares ao ocorrido em novembro de 2009, voltem a se repetir. Por outro lado, a onda de calor do verão 2010 evidenciou a fragilidade das redes de distribuição de diversas concessionárias. Elas necessitam realizar investimentos significativos para evitar que blecautes localizados se tornem eventos corriqueiros. A confiabilidade do suprimento elétrico é característica essencial para a realização dos investimentos que dão sustentação ao ritmo de crescimento econômico. A atuação da Aneel neste campo tem deixado a desejar.

É necessário destacar que a centralização da administração dos custos e dos benefícios, decorrentes das oscilações nos níveis de reservatório no ONS, contribui para a pressão de custos no mercado atacadista e limita a melhoria da confiabilidade do suprimento. O regime tarifário oferecido aos consumidores não induz comportamento economicamente racional no uso da eletricidade, em função dos custos induzidos pela conjuntura pluviométrica. Este problema é especialmente relevante nos períodos de estiagem, quando o custo da energia no mercado de curto prazo cresce acentuadamente, sem que este sinal de preço seja repassado para os consumidores cativos. A insensibilidade econômica à escassez de energia dos consumidores cativos é repassada para os consumidores livres que adotam como estratégia de contratação o comportamento do preço da energia no mercado de curto prazo.

A essas pressões de custos vêm se juntar os encargos parafiscais introduzidos na legislação do setor elétrico.⁴⁵ Eles já somam pouco mais de 17% dos custos da energia no mercado atacadista.

3.4 Projeções de investimento

Como visto, 2001 foi caracterizado pela grave crise de abastecimento do mercado consumidor de energia elétrica. Foram afetadas todas as categorias de consumidores: industrial, comercial, residencial e pública. A gênese do problema foi a interrupção dos financiamentos externos ao setor elétrico, o controle dos preços

45. Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Reserva Geral de Reversão (RGR), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), Gestão da Pesquisa Desenvolvimento Tecnológico Inovação (PDTI).

e tarifas dos bens e serviços públicos – destacadamente a energia elétrica – para conter a inflação, que reduziram a capacidade de investimento do setor, desde a segunda metade da década de 1980. A grave crise fiscal que atingiu a administração pública fez que os investimentos se tornassem inferiores às necessidades impostas pelo crescimento da demanda, assim, assegurar o pleno abastecimento do mercado nacional passou a ficar cada vez mais difícil, já a partir de meados da década de 1990.

O mercado consumidor de energia elétrica deparou-se com a realidade concreta do racionamento, consequência do insuficiente volume de recursos privados e públicos aplicados no aumento da capacidade de geração e transmissão instalada, ao longo de toda a década passada, para acompanhar o crescimento da demanda. Portanto, houve sério desequilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade, que, potencializado pelo baixo volume de chuvas, teve repercussões negativas sobre o nível de atividade econômica, com reflexos depressivos sobre a produção industrial e o volume de vendas do comércio. As projeções iniciais de crescimento do PIB, para 2001, que variavam de 4,5% a 5%, foram reduzidas para 1,5%. A redução do volume de emprego, diante deste quadro, tornou-se inevitável.

O modelo do setor elétrico foi concebido, na segunda metade da década de 1990, tendo como diagnóstico a incapacidade do Estado de prover recursos necessários em decorrência do esgotamento do esquema baseado no tripé financiamento externo, tarifas e recursos orçamentários. A nova conformação setorial, baseada na livre iniciativa, estava incompleta, em que cerca de 80% do segmento de geração permanecia em poder do Estado. Como a implantação do novo modelo setorial não se completou, o aporte de recursos para investimento privado não foi potencializado.

Deve-se mencionar que em março de 2004, por meio da Lei nº 10.848, o governo federal promoveu alterações significativas no marco regulatório do setor elétrico, destacadamente no que diz respeito à comercialização de energia elétrica em ambiente regulado ou livre. Evidentemente que mudanças fortes no marco regulatório provocam instabilidade na confiança dos investidores e dos financiadores, que requer tempo para assimilarem as novas regras.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), pela sua condição de principal instituição financiadora dos investimentos de longo prazo da indústria e da infraestrutura, consegue recolher um amplo conjunto de informações sobre os horizontes de investimento no Brasil. Dessa forma, o banco constatou que houve alguma recuperação dos investimentos no setor elétrico no período 2005-2008, totalizando R\$ 68 bilhões. Para o quadriênio 2010-2013 o mapeamento realizado pelo órgão estima investimentos da ordem de R\$ 92 bilhões, o que significa um crescimento médio anual de 6,3%

em relação ao quadriênio 2005-2008. Estes recursos estarão concentrados nas usinas hidrelétricas (UHE) do rio Madeira (Jirau e Santo Antônio), que consumirão R\$ 20 bilhões; no início da obra da UHE Belo Monte, com investimentos, no período, de R\$ 8 bilhões; na construção da usina nuclear de Angra III, com previsão de investimentos de R\$ 4 bilhões; e os mais de 70 projetos oriundos do 1º leilão de energia eólica, que demandarão recursos no montante de R\$ 8 bilhões (BORÇA JR.; QUARESMA, 2010).

Por seu turno, a EPE apresenta uma projeção de investimentos para o setor elétrico, conforme seu Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007). Espera-se que o consumo de energia elétrica chegue a valores entre 847 TWh e 1.244 TWh, em 2030 – em 2005 este consumo foi de 375 TWh. Isto demandará investimentos tanto em geração quanto em transmissão e distribuição. A hidroeletricidade permanecerá como a principal fonte na geração, mas são previstos investimentos também em termelétricas: gás natural, energia nuclear, carvão mineral e biomassa; além de outras fontes como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e energia eólica. Também são previstos investimentos em transmissão, em especial na interligação das usinas hidrelétricas da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional, e em ampliação da capacidade das ligações entre os sistemas regionais. Para atender a este aumento de consumo de eletricidade também são estimados investimentos na rede de distribuição. Assim, para o período de 2005 a 2030, a EPE estima investimentos da ordem de US\$ 286 bilhões, sendo US\$ 168 bilhões em geração, US\$ 68 bilhões em transmissão e US\$ 50 bilhões em distribuição.

4 DIRETRIZES PARA A AÇÃO DO GOVERNO

O consumo de eletricidade vinha movendo-se em ritmo elevado, próximo da taxa de crescimento da economia até a recente crise econômica global. Paulatinamente, foi sendo esgotado o excesso de oferta criada pela crise do racionamento. A preocupação com o risco de racionamento ressurgiu em 2007, mas foi desfeita como resultado da queda no consumo provocada pela crise econômica de 2008 conjugada com o período pluviométrico extremamente favorável. O risco de racionamento, apesar da retomada do crescimento econômico depois de passado o epicentro da crise, é praticamente inexistente nos próximos dois anos. Afastado o risco de racionamento, abre-se ampla janela de oportunidades para que os problemas da queda na confiabilidade e da perda da competitividade do suprimento elétrico sejam enfrentados.

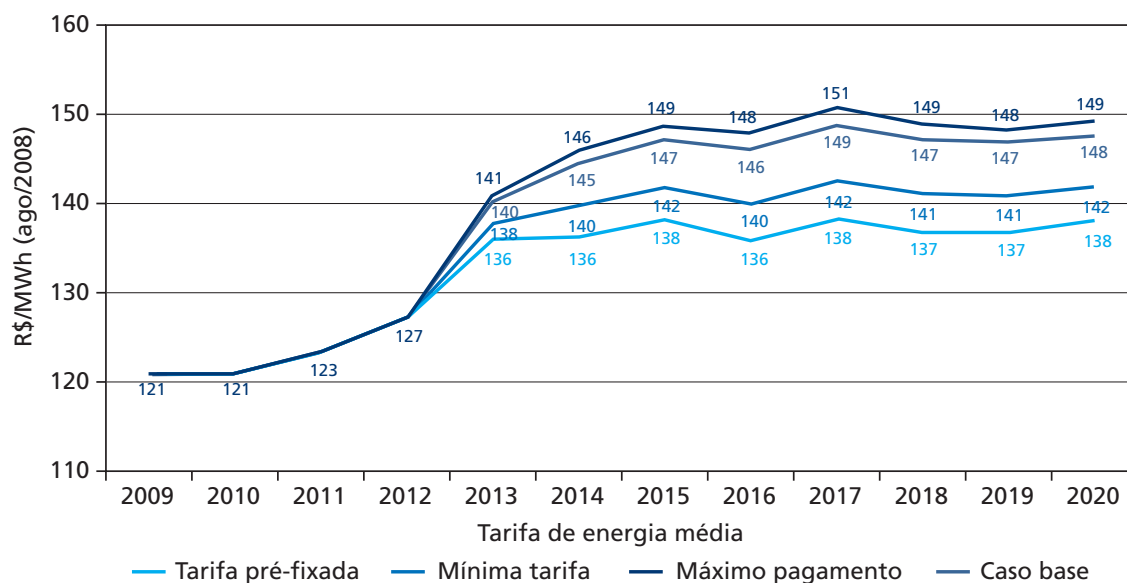
Historicamente, o suprimento elétrico tem sido uma das principais vantagens competitivas de nossa economia. Desde a década de 1950, preços inferiores e suprimento energético confiável induziram o desenvolvimento de um sofisticado parque industrial voltado não apenas para o mercado doméstico. Esta vantagem vem sendo esgarçada progressivamente, desde a década de 1980. Estudo da consultoria Advisia indicou que o preço da energia elétrica no Brasil situa-se

muito acima dos praticados na maioria de nossos parceiros comerciais (ESTADO DE SÃO PAULO, 2010) e o recente blecaute provocado pelo colapso da linha de Itaipu minou a confiabilidade do sistema.

O preço da energia ofertado no mercado regulado vem crescendo progressivamente e os contratos de firmados nos leilões de energia *nova* sugerem que essa tendência terá continuidade (gráfico 6). Estes contratos têm prazos longos de vigência e estão indexados com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Sendo assim, o preço da energia no mercado atacadista permanecerá congelado em termos reais pelas próximas décadas, independente das alterações estruturais que venham ocorrer no mercado de energia. Esta situação é preocupante, especialmente no caso dos grandes consumidores, para os quais o preço da energia é fator determinante na sua competitividade econômica. Para estes, é fundamental que seja aberta a possibilidade de tirar proveito da conjuntura hidrelétrica para reduzir seu custo de suprimento energético.

GRÁFICO 6

Expectativa do comportamento do preço da energia



Fonte e elaboração: PSR Consultoria.

Obs.: Sem PIS/Cofins, ICMS, RTE e componentes financeiras.

A entrada das grandes centrais programadas para a Amazônia deverá arrefecer o movimento de aumento do preço da energia no mercado atacadista. Ganhos de escala e condições favoráveis de financiamento têm permitido obter preços bastante favoráveis nos leilões de energia nestas centrais.⁴⁶ No entanto, estas centrais necessitam de complementação térmica para que sua escassez de suprimento

46. A energia de Jirau foi negociada a R\$ 71,40 por MWh e a de Santo Antônio a R\$ 78,77 por MWh. No caso de Belo Monte, há expectativa de que ela se situe abaixo de R\$ 81,00 por MWh.

seja complementada nos períodos secos, principalmente nos períodos de estiagem. Portanto, o preço relativamente baixo obtido nestas centrais será acrescido dos custos vinculados às centrais térmicas necessárias para sua complementação nesses períodos, elevando o preço da energia contratada no mercado regulado e, nos períodos de estiagem, no mercado de curto prazo (*spot*). Dessa forma, a oferta de energia *velha* a preços próximo do preço da energia *nova* vinda da Amazônia é essencial para garantir a competitividade do parque industrial doméstico, especialmente no caso dos setores eletrointensivos.

Se por um lado a escala das centrais construídas na Amazônia deve arrefecer o ritmo de incremento do preço no mercado atacadista, por outro lado estas centrais exigem forte reforço da rede de transmissão para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico. Mais ainda, elas exigem a ampliação do parque de centrais térmicas nos centros de carga⁴⁷ para que o ONS possa “ilhar” estes centros em situações, ainda que de baixa probabilidade, de ruptura no fluxo de energia destas centrais. Uma solução racional para esta questão é a promoção de leilões orientados para o suprimento regional dos mercados regulados, valorizando adequadamente as disponibilidades locais de recursos energéticos.

A sistemática atual de leilões solicitando oferta para atender o mercado nacional tem provocado distorções tanto no plano da localização das novas centrais quanto na composição de seu conjunto de fontes primárias. O uso do *índice custo benefício* para estimar a competitividade de centrais com características técnicas e econômicas tão díspares, por exemplo, uma térmica a carvão com capacidade para gerar 200 MW e uma central hidrelétrica com capacidade para gerar de 1.000 MW inevitavelmente gera irracionalidades econômicas.

Esses índices, calculados em função de conjunturas hidrológicas e estimativas conjunturais para os preços dos combustíveis, não são adequados para tomadas de decisão orientadas para o longo prazo. Por outro lado, a localização da central no sistema interligado tem óbvias implicações em termos de reforço e ampliação do sistema de transmissão que necessitam ser adicionados aos custos de geração no momento do leilão. Leilões regionalizados em função das necessidades regionais, com demandas específicas em termos do conjunto de fontes primárias, permitiriam equacionar estes problemas, reduzindo custos e promovendo maior eficiência econômica.

Os encargos parafiscais e os tributos são parte muito significativa da pressão de custos no mercado atacadista. No caso dos encargos parafiscais, a Reserva Global de Reversão (RGR) não tem lógica econômica, já que a reversão das concessões deverá ser seguida da sua relicitação onerosa, devendo ser extinto imediatamente, como medida para aumentar a competitividade do suprimento elétrico.

47. O potencial hidrelétrico disponível nas proximidades dos grandes centros de carga é muito limitado.

A CDE foi idealizada com escopo amplo, na hipótese de que o preço da energia no mercado atacadista permaneceria no patamar da energia *velha*. Porém, é claro que esta hipótese foi ultrapassada pela realidade. Não há racionalidade econômica em onerar os consumidores de eletricidade para subsidiar a construção de gasodutos pelo setor de combustíveis petrolíferos, um dos setores mais rentáveis da economia.

Os encargos destinados à universalização do acesso e da interligação dos sistemas isolados no Sistema Interligado Nacional deveriam ter prazos fixados para sua extinção vinculados às metas estabelecidas para alcançar estes objetivos, enquanto a subvenção aos consumidores de baixa renda poderia ser incorporada ao programa Bolsa Família.

O caso dos tributos – 30% em média no caso do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) e cerca de 7% no caso do Programa de Integração Social (PIS)/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) – é particularmente preocupante, na medida que sua forma de incidência é *ad-valorem*. A eletricidade é um insumo industrial pervasivo. Preços elevados para a eletricidade oneram a base da cadeia produtiva, inibindo investimentos que promovem ganhos de produtividade e garantem aumentos na renda da população. A redução da carga tributária para patamar similar aos praticados em nossos parceiros comerciais é indispensável para que a ampla disponibilidade de energia volte a se configurar como principal vantagem comparativa da economia brasileira.

A preservação de um parque gerador em que dominam as fontes renováveis de energia é diretriz que vem sendo perseguida e deve ser mantida. O Brasil dispõe de vastos recursos renováveis, particularmente de potenciais hidrelétricos, que permitem preservar a matriz energética com baixas emissões de gases que provocam o efeito estufa. Contudo, esta diretriz não pode ser desvinculada do estrito respeito aos direitos sociais das populações atingidas por projetos elétricos nem por mecanismos previstos em lei para compensação pelos impactos ambientais dos projetos.

A eficiência energética é tema que tem merecido pouca atenção da política energética. O Programa de Conservação de Energia (Procel) exerceu papel relevante na melhoria da eficiência energética do país, quando a escassez do insumo tornou-se fator limitante para o crescimento econômico. Porém, ele tem sido regularmente negligenciado quando emergem conjunturas de excesso de capacidade na oferta. A eficiência energética deve ser uma política permanente e agressiva, especialmente, junto aos fornecedores de equipamentos que, é bom lembrar, vão ser utilizados pelos consumidores por muitos anos. A demanda futura de energia está sendo construída com os equipamentos vendidos atualmente.

A preocupação com o risco de esgotamento dos reservatórios hidrelétricos deve ser desvinculada da preocupação com a minimização do custo da energia decorrente do uso de combustíveis fósseis. Enquanto este é um problema que afeta o custo do suprimento do consumidor individualmente, o primeiro tem efeitos difusos e complexos no conjunto da sociedade.

Para o problema da minimização dos custos de suprimento, existem instrumentos financeiros que podem ser utilizados pelos consumidores como proteção para os riscos econômicos decorrentes da incerteza pluviométrica. Já o esgotamento dos reservatórios, faz emergir o risco de racionamento a partir de certo patamar. Este risco deve ser administrado como um bem público. Portanto, ele necessariamente se inscreve na área de atuação governamental.

Notícias recentes indicam que estão sendo estudadas medidas que permitiriam aos consumidores realizar descentralizadamente a gestão do risco econômico do seu suprimento de energia (VALOR ECONÔMICO, 2010). Para tanto, seria permitido a consumidores livres que comercializem sua energia contratada em um mercado secundário de energia. A decisão de comercializar neste mercado teria como parâmetro a escassez de energia indicada no preço da energia no mercado de curto prazo (*spot*). Este tipo de mecanismo, adotado há muitos anos na Noruega (NORD POOL, 2002), contribuirá para a redução dos custos do suprimento nos períodos de pluviometria favorável e para incrementar a confiabilidade do sistema elétrico nos períodos de estiagem.

Para o problema do esgotamento dos reservatórios além de um patamar aceitável – risco de racionamento –, estão sendo utilizadas atualmente as curvas de aversão a risco. Porém, a conexão destas curvas com o preço da energia no mercado de curto prazo não é realizada de forma satisfatória e transparente. Flutuações irracionais no preço da energia de curto prazo geram dúvidas entre os agentes quanto à eficácia da sistemática adotada para o cálculo deste preço, que, é importante lembrar, é fundamental para a competitividade dos grandes consumidores de energia.

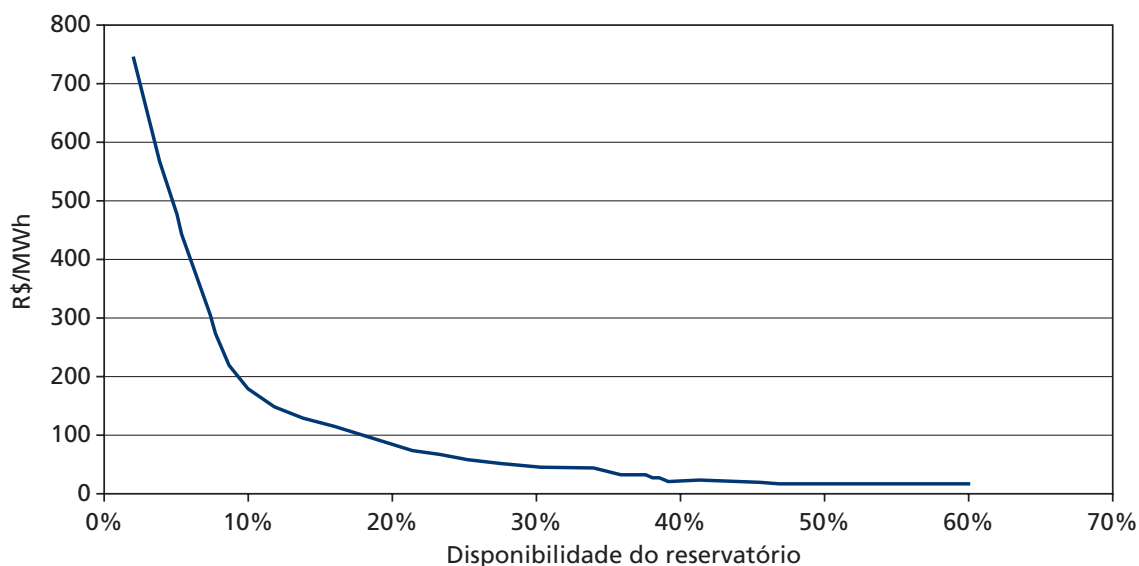
A adoção do conceito econômico de *indisponibilidade* para uma parcela da energia acumulada nos reservatórios hidrelétricos pode equacionar essa questão. Esta parcela, que poderia ser calculada com base nas curvas de aversão a risco, seria assimilada como um seguro fixado pelo governo para garantir a confiabilidade do suprimento de energia. O custo deste seguro pode ser mensurado pelo valor econômico da água que fica indisponível para uso econômico dos consumidores. A energia indisponível somente seria liberada para uso dos consumidores em situações críticas, com critérios econômicos fixados pelo governo em função da conjuntura energética excepcional.

A parcela de energia indisponível seria fixada anualmente para os 12 meses seguintes pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) ao se iniciar o período seco.⁴⁸ Caberia ao ONS oferecer ao CNPE estudos que visem garantir o suprimento elétrico na hipótese de uma estiagem similar à do pior registro histórico ocorrer após o início do período seco.⁴⁹

A parcela de energia acumulada nos reservatórios que exceda a parcela indisponível poderia ser utilizada pelo ONS na geração hidrelétrica. O custo para o sistema elétrico, provocado pelo uso da energia disponível para a geração hidrelétrica, observaria uma curva de custo exponencial (gráfico 7) que também seria fixada pelo CNPE, no início do período de seco.

GRÁFICO 7

Exemplo de uma curva de preço para a energia hidrelétrica disponível



Elaboração própria.

Ao fixar o nível de indisponibilidade para os reservatórios hidrelétricos, o CNPE estará administrando a parcela da energia acumulada nos reservatórios que corresponde a um bem público. Ao definir uma regra de preço para o uso da energia disponível, o CNPE está estabelecendo um regime transparente de fixação do preço da energia no mercado de curto prazo (*spot*), que depende apenas da operação do ONS. A elevação do preço no mercado de curto prazo sinalizaria claramente que o sistema está se aproximando da necessidade de utilizar o seu seguro econômico (energia indisponível). Por outro lado, preços baixos no curto prazo indicam que os grandes consumidores têm na energia uma vantagem competitiva a ser explorada.

48. Período que se segue ao fim das chuvas de verão.

49. A energia indisponível pode ser definida nos mesmos moldes das curvas de aversão a risco.

É importante notar que essa sistemática proposta permite aos grandes consumidores e às distribuidoras formularem expectativas para o preço da energia no curto prazo, com base em suas expectativas para o comportamento da pluviometria. Estratégias empresariais visando aproveitar as conjunturas pluviométricas sem que seja comprometida a preservação do interesse público, já que a parcela indisponível da energia funciona como seguro para o bem público (risco de racionamento). Esta sistemática tem o mérito de abrir o caminho para a necessária convergência progressiva dos mercados livre e regulado de energia.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, J. L.; DE OLIVEIRA, A. Reforma do setor elétrico. *In: Diálogos da energia: reflexões sobre a última década – 1994-2004*. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.
- AVERCH, H.; JOHNSON, L. Behavior of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review*, v. 52, p. 1.053-1.069, 1962.
- BORÇA JR., G.; QUARESMA, P. **Perspectiva de investimento na infraestrutura 2010-2013**. Rio de Janeiro: BNDES, fev. 2010 (Visão do Desenvolvimento, n. 77).
- BORENSTEIN, S. *et al.* **Trading inefficiencies in California's electricity market**. Berkeley: Power, 2001. (Working Paper, PWP-086).
- BAUMOL, W.; PANZAR, J.; WILLIG, R. **Contestable markets and the theory of industry structure**. New York: Harcourt Brace Jovanovitch, 1982.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (ELETROBRAS). **Relatório sintético de diagnóstico do setor elétrico**. 1988. Mimeografado.
- . Disponível em: <www.eletrobras.com>. Acesso em: fev. 2010.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME) 2003. **Proposta de modelo institucional do setor elétrico**. Disponível em: <www.mme.gov.br/Sen/Cnpe/Resolucao05-2003.pdf>. Acesso em: mar. 2006.
- COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica**. Brasília: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.
- DE OLIVEIRA, A. **Electricity system performance: options and opportunities for developing countries**. Luxemburgo: COPED/CEC, 1992.
- . As experiências internacionais de reestruturação. *In: DE OLIVEIRA; PINTO JR (Org.)*. **Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações e novo modo de organização industrial**. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.
- . As térmicas e o racionamento de eletricidade. **Boletim de Conjuntura**, v. 20, n. 2, IE/UFRJ, jul. 2000.
- . **The political economy of the Brazilian power industry reform**. Program on Energy and Sustainable Development. Stanford University: Stanford, 2003. (Working Paper, n. 2). Disponível em: <http://pesd.stanford.edu/publications/political_economy_of_the_brazilian_power_industry_reform_the>. Acesso em: 9 out. 2006.

DE OLIVEIRA, A.; LOSEKANN, L. **Regra de repasse: solução ou problema.** 1999. No prelo.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia 2030.** Rio de Janeiro: EPE, 2007.

ESTADO DE SÃO PAULO, 28 fev. 2010.

HART, O. **Firms, Contracts and financial Structure.** Oxford: Oxford University Press, 1995.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity.** West Sussex: Wiley, 1996.

ISLAS SAMPERIO, J. **De la turbine a vapeur a la turbine a gaz electricque: compétition technologique et formation d'un nouveau paradigme.** Tese (Doutorado em Economia Aplicada) – Université de Grenoble, IEPE, Grenoble, 1995.

JOSKOW, P.; SCHMALENSEE, R. **Markets for power, an analysis of electric utility deregulation.** Cambridge: MIT Press, 1983.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil.** Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira, 1997.

LOSEKANN, L. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência.** Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, IE, Rio de Janeiro, 2003.

MORK, E. Emergence of financial markets for electricity: a Europe perspective. **Energy Policy**, v. 29, p. 7-15, 2001.

NORD POOL. **The Nordic Spot Market.** Disponível em: <www.nordpool.com/en>, Oslo-Stockolm-Helsinki: Nord Pool, 2002.

PAIXÃO, L. **Memórias do Projeto RE-SEB: a história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro.** São Paulo: Massao Ohno Editor, 2000.

PORTAL de Notícias do Estadão. Disponível em: <www.estadao.com.br>. Acesso em: 27 fev. 2010.

SMITH, B. **Technological innovation in electric power generation: 1950-1970.** Michigan: MSU Public Utility Papers, 1977.

SURREY, J. **The British electricity experiment privatization: the record, the issues, the lessons.** London: Earthscan Publication Limited, 1996.

VALOR ECONÔMICO, 11 fev. 2010.

VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. **Economics of regulation and antitrust.** Cambridge: MIT Press, 1995.

WORLD BANK. **The World Bank's role in the electric power sector.** Washington: World Bank, 1993.

**Ipea – Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada**

**Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República**

