

33

Setor elétrico: desafios e oportunidades

Adilson de Oliveira



NACIONES UNIDAS

CEPAL

ipea

33

Setor elétrico: desafios e oportunidades

Adilson de Oliveira



NAÇÕES UNIDAS

CEPAL

ipea

© Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe – CEPAL, 2011

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, 2011

Tiragem: 250 exemplares

Oliveira, Adilson de

Setor elétrico: desafios e oportunidades / Adilson de Oliveira. Brasília, DF: CEPAL. Escritório no Brasil/IPEA, 2011. (Textos para Discussão CEPAL-IPEA, 33).

39p.

ISSN: 2179-5495

1. Setor elétrico – Brasil I. Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. CEPAL II. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. IPEA III. Título

CDD: 333.7

Este trabalho foi realizado no âmbito do Acordo CEPAL – IPEA.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e de inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista da CEPAL e do IPEA.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte.

A presente publicação encontra-se disponível para *download* em <http://www.cepal.org/brasil>

Sumário

APRESENTAÇÃO	
RESUMO	7
INTRODUÇÃO	9
1 DIAGNÓSTICO SETORIAL	12
1.1 ESTRUTURA DO MERCADO	12
1.2 MATRIZ DE GERAÇÃO	14
1.3 GESTÃO DE RISCOS	17
2 POLÍTICAS PÚBLICAS	21
2.1 GOVERNANÇA SETORIAL	21
2.2 PROGRAMAÇÃO DA EXPANSÃO	23
2.3 SEGURANÇA, CONFIABILIDADE E PREÇO	27
3 DIRETRIZES PARA A AÇÃO DO GOVERNO	31
REFERÊNCIA	37

APRESENTAÇÃO

A Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (Cepal) e o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) mantêm atividades conjuntas desde 1971, abrangendo vários aspectos do estudo do desenvolvimento econômico e social do Brasil, da América Latina e do Caribe. A partir de 2010, os Textos para Discussão Cepal–Ipea passaram a constituir instrumento de divulgação dos trabalhos realizados entre as duas instituições.

Os textos divulgados por meio desta série são parte do Programa de Trabalho acordado anualmente entre a Cepal e o Ipea. Foram publicados aqui os trabalhos considerados, após análise pelas diretorias de ambas as instituições, de maior relevância e qualidade, cujos resultados merecem divulgação mais ampla.

O Escritório da Cepal no Brasil e o Ipea acreditam que, ao difundir os resultados de suas atividades conjuntas, estão contribuindo para socializar o conhecimento nas diversas áreas cobertas por seus respectivos mandatos. Os textos publicados foram produzidos por técnicos das instituições, autores convidados e consultores externos, cujas recomendações de política não refletem necessariamente as posições institucionais da Cepal ou do Ipea.

SETOR ELÉTRICO: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

Adilson de Oliveira

RESUMO

O setor elétrico sofreu reforma radical na década de 1990 com o objetivo de atrair investidores privados e melhorar seu desempenho econômico-financeiro. A crise do racionamento gerou dúvidas quanto à capacidade de a reforma elétrica oferecer os benefícios econômicos anunciados. No entanto, a espinha dorsal da reforma não foi modificada.

As mudanças ficaram limitadas ao mercado atacadista, no qual foi introduzida a sistemática de leilões na contratação de energia para atender os consumidores cativos das distribuidoras (mercado regulado). A oferta de energia foi organizada em dois conjuntos: energia velha e energia nova. Para evitar riscos ao 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 o suprimento elétrico segue uma preocupante dinâmica de custo crescente. Essa trajetória coloca em risco a competitividade do parque industrial brasileiro, especialmente seu segmento intensivo em energia. Este ensaio sugere que a razão central para essa situação reside na ausência de mecanismos que permitam aos agentes do mercado elétrico gerenciar seus riscos.

Em breve diagnóstico, a estrutura do mercado é informada, a matriz de fontes primárias utilizadas na geração é apresentada e a questão da gestão de riscos é analisada. Em seguida, as políticas públicas adotadas para o desenvolvimento setorial são apresentadas, 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 ao suprimento.

Tradicional vantagem competitiva da economia brasileira, o suprimento elétrico tem desenvolvido trajetória de preços crescente e de confiabilidade declinante. A entrada em operação de grandes centrais na Amazônia pretende arrefecer o movimento ascendente no preço, porém a complementação térmica para períodos de estiagem e o necessário forte reforço da rede de transmissão para garantir a confiabilidade do suprimento tendem a reduzir essa dinâmica.

O Brasil dispõe de vastos recursos renováveis, particularmente de potenciais hidrelétricos que permitem preservar sua matriz energética amigável com o meio ambiente e os grupos sociais atingidos pelos projetos. Contudo, é fundamental o estrito respeito aos direitos sociais das populações atingidas e a oferta de compensação adequada aos impactos ambientais dos projetos.

O período pluviométrico atual, extremamente favorável, abre ampla janela de oportunidades à ação governamental. 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 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 ampliação do parque de centrais térmicas nos centros de carga para permitir o “ilhamento” dos centros de carga relevantes e a organização de leilões orientados para valorização das disponibilidades locais de fontes primárias de energia são políticas que permitem aumentar a confiabilidade do suprimento. A separação do problema do risco de racionamento (energia como bem público) da questão da minimização do custo do suprimento (energia como bem privado) permite a estruturação de mecanismos de governança para o mercado de curto prazo (*spot*) que garanta o controle dos reservatórios pelo governo para evitar o racionamento concomitante com o uso descentralizado da água acumulada nos reservatórios para reduzir riscos econômicos privados.

Para tanto, é preciso adotar o conceito de indisponibilidade, e uma parcela da energia acumulada nos reservatórios hidrelétricos pode equacionar essa questão. A adoção dessa proposta tem o mérito de abrir o caminho para a necessária convergência progressiva dos mercados livre e regulado de energia.

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro viveu um longo período de expansão do pós-guerra ao fim da década de 1970 (DIAS LEITE, 1997). Nesse período, o contexto de crescimento econômico sustentado induziu forte crescimento da demanda de eletricidade. Empresas estatais foram estruturadas para atender a essa demanda, com ganhos significativos de eficiência econômica graças a economias de escala e de escopo (DE OLIVEIRA, 2005). Do ponto de vista financeiro, a expansão do sistema era viabilizada pela disponibilidade de fontes de financiamento (interno e externo) em condições favoráveis e pela garantia de remuneração adequada aos 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 elétricos. 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 expansão da sua capacidade de suprimento (DE OLIVEIRA, 1992).

A partir de 1980, o contexto favorável ao 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 no interno,² e as tarifas elétricas passaram a ser contidas para combater o processo inflacionário galopante. Esse conjunto de problemas provocou a desorganização dos fluxos financeiros setoriais e o esgarçamento dos mecanismos de coordenação exercidos pela Eletrobras (DE OLIVEIRA, 2003).

No fim da década de 1980, o setor elétrico converteu-se em gargalo limitante ao crescimento econômico do país. As concessionárias não reuniam condições econômico-financeiras que permitissem a obtenção dos financiamentos necessários à expansão do sistema para atender adequadamente ao crescimento do consumo de eletricidade. Depois de longo debate (ELETROBRAS, 1988), a reforma do mercado elétrico foi

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.

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 transações comerciais entre agentes do mercado elétrico, foi criado um mercado atacadista em que 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 centralizado 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 elétrico. Essas 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 (DE OLIVEIRA; DE ARAUJO, 2005).

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

3 A Constituição Federal de 1988, em seu artigo 21, regulamentado pela Lei das Concessões (Lei nº 8.987, de 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 nesse mercado, em nome de seus consumidores cativos.

7 Essa 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 explicitar os riscos de perdas econômicas provocadas pela contratação no mercado.

No Brasil, a crise do racionamento gerou dúvidas quanto à capacidade de a 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, no qual foi introduzida a sistemática de leilões na contratação de energia para atender à demanda dos consumidores cativos das distribuidoras (mercado regulado). Além disso, foi adotada a segmentação da oferta de energia dos geradores em dois conjuntos (energia velha e energia nova). 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. Essa 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 como bem público) da questão da minimização do custo do suprimento (energia como bem privado) é essencial para criar os incentivos necessários à expansão economicamente eficiente do parque gerador.

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

A próxima seção faz breve diagnóstico do mercado elétrico, apresentando sua estrutura e sua matriz de fontes primárias. Ela também analisa a gestão dos riscos setoriais. Na seção seguinte, 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.

1

DIAGNÓSTICO SETORIAL

1.1

ESTRUTURA DO MERCADO

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

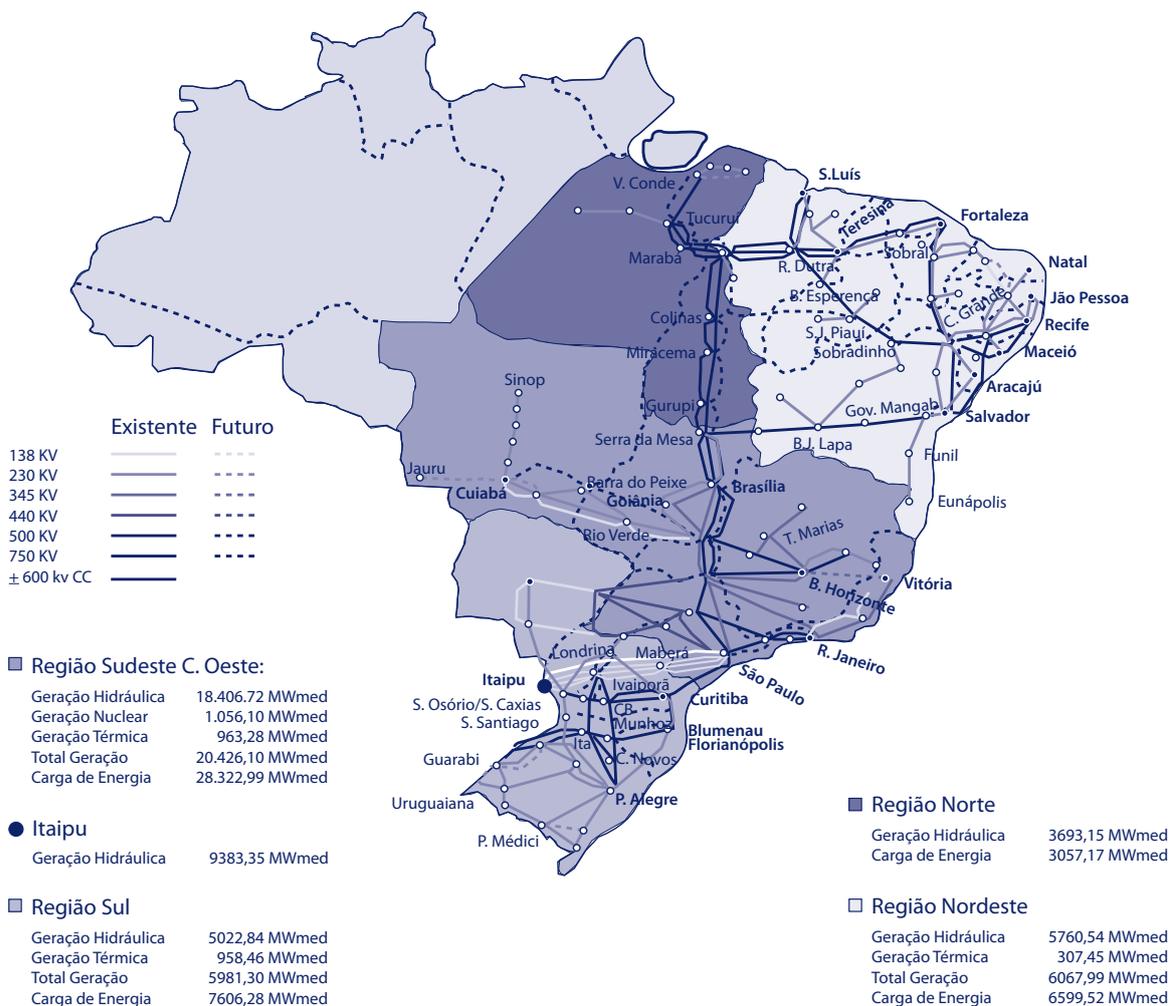
A oferta de eletricidade no Brasil é dominada por empresas estatais (67%), a maior parte sob controle federal (23%), porém a demanda está sob controle de agentes privados (88%). No Norte, o parque gerador é exclusivamente hidrelétrico; no Nordeste, apenas recentemente, o parque gerador termelétrico começou 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 do Sudeste/Centro-Oeste, os distribuidores permaneceram com a obrigação de honrar seus contratos com a binacional Itaipu e gozam da garantia regulatória de repasse automático desse custo para seus consumidores cativos.

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

10 Essa resiliência se explica 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.

Mapa 1: Sistema Integrado Nacional (SIN) (média anual 2005)



Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS).

No Norte, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), empresa federal, atua como monopolista e atende à 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,¹² e a demanda está dispersa entre 11 distribuidores e poucos consumidores livres. A região é importadora de energia e seu consumo cresce acima da média nacional. No Sul, uma empresa privada

12 A Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) atende a 96,3% do consumo regional. A oferta restante é fruto de centrais operadas por distribuidores para atender a seu mercado cativo.

(Gerasul), uma estadual (Copel) e a Itaipu controlam a oferta,¹³ 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 ao intercâmbio de energia entre os submercados, sugere dificuldades para a introdução de pressões competitivas no mercado elétrico brasileiro. Como ocorre nos Estados Unidos da América (EUA), seria mais adequada a adoção de regras diferenciadas, ajustadas às condições estruturais dos mercados regionais.¹⁴ Essa não foi, no entanto, a opção adotada na reforma setorial. Criou-se um mercado unificado, ainda que para isso tenha sido necessária a introdução de um custo adicional para transações comerciais entre submercados.¹⁵

1.2 MATRIZ DE GERAÇÃO

O parque gerador brasileiro é dominado por centrais hidrelétricas. Como a energia natural afluenta (ENA)¹⁶ dessas 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. Dessa 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

13 Juntas, elas atendem a 109% do consumo regional.

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 nesses 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. Nessas regiões, as oportunidades de economias de aglomeração são pouco relevantes e os sistemas de transmissão podem ser considerados maduros.

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

16 Denomina-se energia natural afluenta (ENA) a quantidade de eletricidade que pode ser gerada pelo parque hidrelétrico com a água que chega às centrais. Essa 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 Setor Elétrico (SE) brasileiro, denomina-se energia *garantida* das hidrelétricas a 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 ENA. 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.

Outra forma de dar confiabilidade ao suprimento hidrelétrico é a construção de centrais térmicas para serem despachadas nos períodos de ENA desfavorável.¹⁸ Nessa situação, as centrais hidrelétricas são despachadas de forma que utilize 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 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. Por um lado, 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, caso não sejam encontrados usos alternativos, interruptíveis, ao combustível não utilizado nos períodos de ENA favorável.

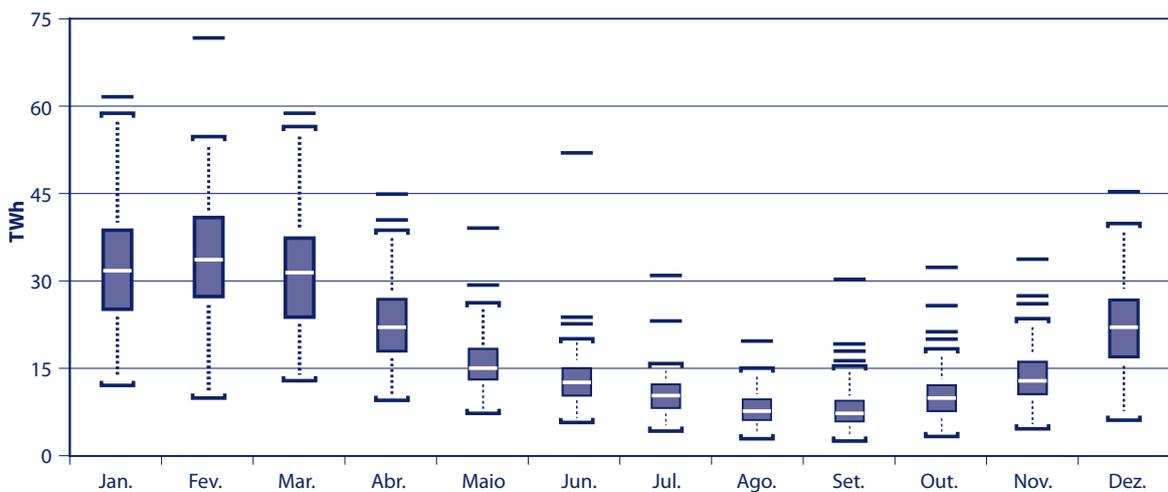


Gráfico 1: Efeito da sazonalidade na capacidade de geração no Setor Elétrico (SE)

Fonte: elaboração do autor.

Obs.: os limites inferior e superior 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 o segundo e o terceiro quartis.

18 No jargão setorial, essas térmicas são chamadas *complementares* (das hidrelétricas).

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 dessas 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 também 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 a 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 esse risco, menor será a necessidade de construir reservatórios e, portanto, menor o custo do suprimento elétrico.

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

Como se pode visualizar neste gráfico, o sistema hidrelétrico poderia suprir o consumo sem apoio de térmicas até meados da próxima década, se “São Pedro” fosse continuamente generoso. No entanto, se “São Pedro” decidir repetir seguidamente o ano de 1953, o apoio de 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 Setor Elétrico (SE) brasileiro depende do apetite por risco dos consumidores.

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

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.

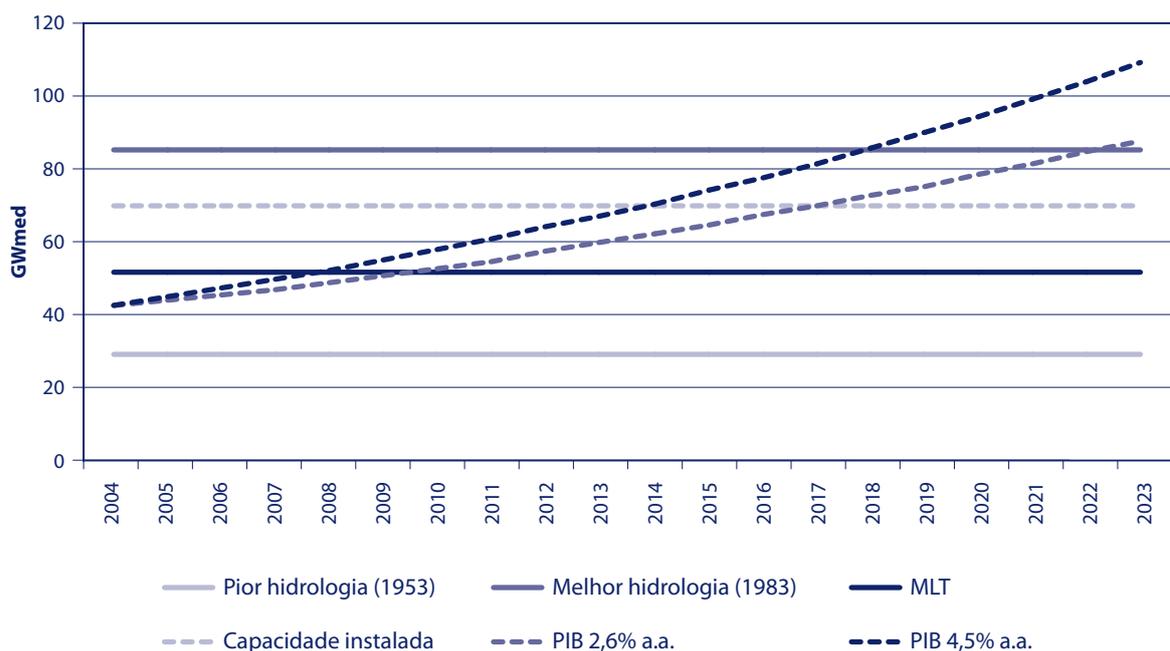


Gráfico 2: Aumento da demanda de energia e hidrologia

Fonte: elaboração do autor.

Entre os consumidores, há forte diversidade na disposição para pagar pela confiabilidade do suprimento elétrico. No passado, a dificuldade em traduzir essa diversidade em preços individualizados induziu os sistemas elétricos a adotarem um preço único para o custo do déficit no suprimento elétrico e a centralizar a gestão desse risco nas concessionárias. O custo dessa 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 pretendeu eliminar essa distorção, descentralizando os riscos setoriais para permitir aos agentes a gestão individualizada de seu risco por meio da contratação bilateral do suprimento de energia.

1.3 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 dessa gestão para as tarifas dos

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

consumidores. Quando a tarifa autorizada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee) não era suficiente para a recuperação desses 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 como um todo. Dessa forma, os custos de expansão e a qualidade dos serviços prestados em cada um dos monopólios regionais eram reduzidos, beneficiando também o sistema como um todo. 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 de coordenador exercido pela Eletrobras foi progressivamente esgarçado, criando-se entre os agentes o consenso quanto à necessidade de uma reforma setorial.

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 desse mercado. Porém, essa 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. Nesse 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

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

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

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 consumidores e 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 aos consumidores que decidam especular no mercado de curto prazo (NORD POOL, 2002). Na reforma do mercado elétrico brasileiro, não foram adotadas penalidades ao comportamento especulativo dos consumidores e das distribuidoras.

Essa solução revelou-se desastrosa poucos anos após a reforma. Na expectativa de ENA favoráveis no futuro, os vastos reservatórios hidrelétricos foram paulatinamente esgotados, sem que fossem realizados os investimentos em centrais térmicas necessárias a atender aos períodos de ENA desfavoráveis (DE OLIVEIRA, 2003). No fim de 1999, o nível do reservatório equivalente do Sudeste chegou a um patamar insustentável (gráfico 3). A trajetória esperada para seu esgotamento (pontilhado em cinza no gráfico) levaria o abastecimento hidrelétrico ao colapso.²⁵ O racionamento do consumo tornou-se indispensável para inflexionar a trajetória de esgotamento para a linha tracejada em azul.

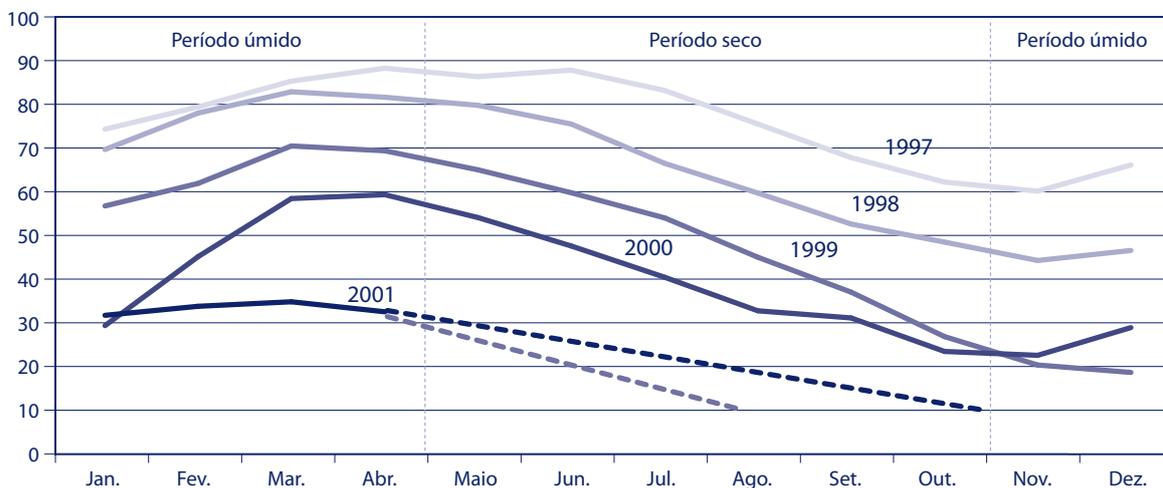


Gráfico 3: Evolução do nível do reservatório equivalente submercado Sudeste/Centro-Oeste (%)

Fonte: a partir de dados do ONS.
Elaboração do autor.

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

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 de 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 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 garantir a confiabilidade do suprimento de eletricidade do Brasil.

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.

28 Essa 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 apresentam características que indicam ser o seu melhor uso econômico na boca das minas. Portanto, para suprir o mercado regional.

2 POLÍTICAS PÚBLICAS

2.1 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 (ONS), 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 foi criada para promover a compensação de contratos e 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 Sistema Elétrico (CMSE) tem a responsabilidade de supervisionar o risco de esgotamento dos reservatórios hidrelétricos, propondo as medidas necessárias para evitar que os níveis dos reservatórios 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 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. Essa energia pode ser oferecida em contratos de longo prazo aos consumidores livres e às concessionárias de distribuição. Além de sua energia *assegurada*, as hidrelétricas podem comercializar a energia secundária do sistema hidrelétrico, porém, nesse caso, apenas a comercialização deve ser feita exclusivamente no mercado de curto prazo.³²

Para dar consistência financeira ao conceito de energia *assegurada* das hidrelétricas, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo procura realizar a compensação de custos e benefícios das centrais hidrelétricas decorrentes das diferenças entre a sua energia *assegurada* e a energia efetivamente

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.

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.

gerada para atender ao 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 ao 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, nessa condição, elas são incorporadas ao regime cooperativo para o uso dos reservatórios hidrelétricos e recebem um certificado de energia assegurada.

Para evitar o risco de falta de combustível para alimentar as térmicas, especialmente nos períodos de estiagem, foi introduzida a exigência de lastro.³⁶ Nessa nova situação, as térmicas que optam por alguma flexibilidade terão de encontrar mercado secundário para canalizar seu combustível não consumido nos períodos de estiagem ou obter contratos para seu suprimento de combustível ajustado à administração do risco hidrológico realizado pelo ONS. Como a oferta e a demanda 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, essa 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 desse risco hidrológico, os modelos computacionais utilizados no despacho das centrais foram tornados públicos e os agentes do mercado atacadista de energia aceitaram formalmente sua aplicação na determinação do despacho e na fixação do preço de curto prazo. Esses 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 histórica conhecida de ENA para

33 O Mecanismo de Realocação de Energia (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 esses 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 a atender ao despacho da central a plena carga.

37 Por ser esse um mercado infante, a expansão da oferta de gás natural é largamente determinada pela construção da logística de transporte desse combustível das zonas produtoras aos centros de consumo. A forte intensidade de capital dessa 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.

estimar a série futura mais provável. Pequenas alterações nessa expectativa têm efeitos significativos no preço de curto prazo produzido pelos modelos.

Cabe ao ONS administrar a energia acumulada nos reservatórios de forma que garanta que a oferta de energia *assegurada* do sistema elétrico será suficiente para atender à demanda contratada, tendo na devida conta as expectativas futuras de ENA calculada pelo modelo estético. 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.

2.2 PROGRAMAÇÃO DA EXPANSÃO

O risco de racionamento no suprimento de energia tornou-se preocupação central dos formuladores da política energética brasileira, quando ficou evidenciado que a evolução da capacidade instalada não vinha sendo suficiente para acompanhar a evolução do consumo (gráfico 4). Para responder a essa preocupação, foi criado o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico e foram introduzidas as curvas de aversão a risco nas decisões de despacho das centrais hidrelétricas.

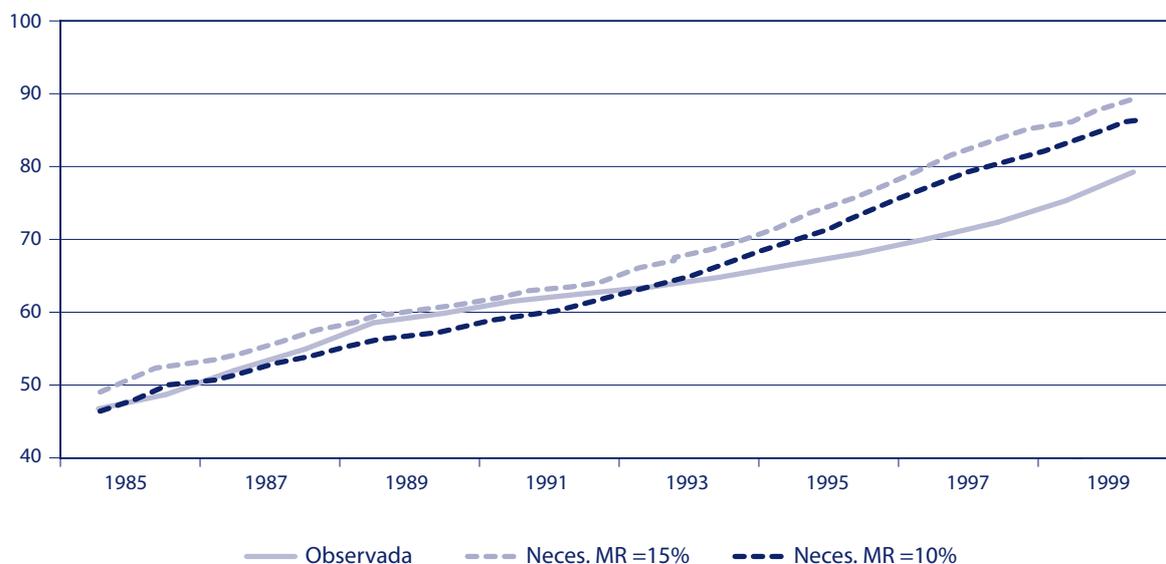


Gráfico 4: Capacidade instalada *versus* capacidade necessária (GW)

Fonte: elaboração do autor.

As curvas de aversão a risco limitam o nível de esgotamento dos reservatórios hidrelétricos em patamares que permitem garantir o suprimento elétrico do sistema elétrico 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 de reservatório fiquem próximos dos níveis mínimos de segurança propostos pelo CMSE.

Para atender ao consumo, os geradores foram agrupados em dois grupos distintos. As centrais com contratos anteriores ao ano de 2001 foram classificadas como ofertantes de energia *velha* e as demais, em ofertantes de energia *nova*.³⁹ Essa 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 convergisse 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” aos geradores até 4% da energia *velha* contratada, caso a demanda de seus consumidores cativos se revele inferior a 97% da energia contratada. No caso dos consumidores livres, a energia contratada e não consumida deve ser comercializada no mercado livre.

O planejamento da expansão é realizado pela EPE. Com base nesse planejamento, o 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.

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

40 Demanda igual ou superior a 3 MW.

Uma sistemática de leilões anuais permite às concessionárias atenderem a horizontes distintos de sua demanda de energia (gráfico 5). Os contratos de energia *nova* são de longa duração (15 a 30 anos), e os de energia *velha* têm prazos menores (1 a 8 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.

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 superaram essa 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 nessa segunda oferta, o leiloeiro equilibra oferta e demanda, pagando a cada gerador o preço declarado pela energia ofertada.

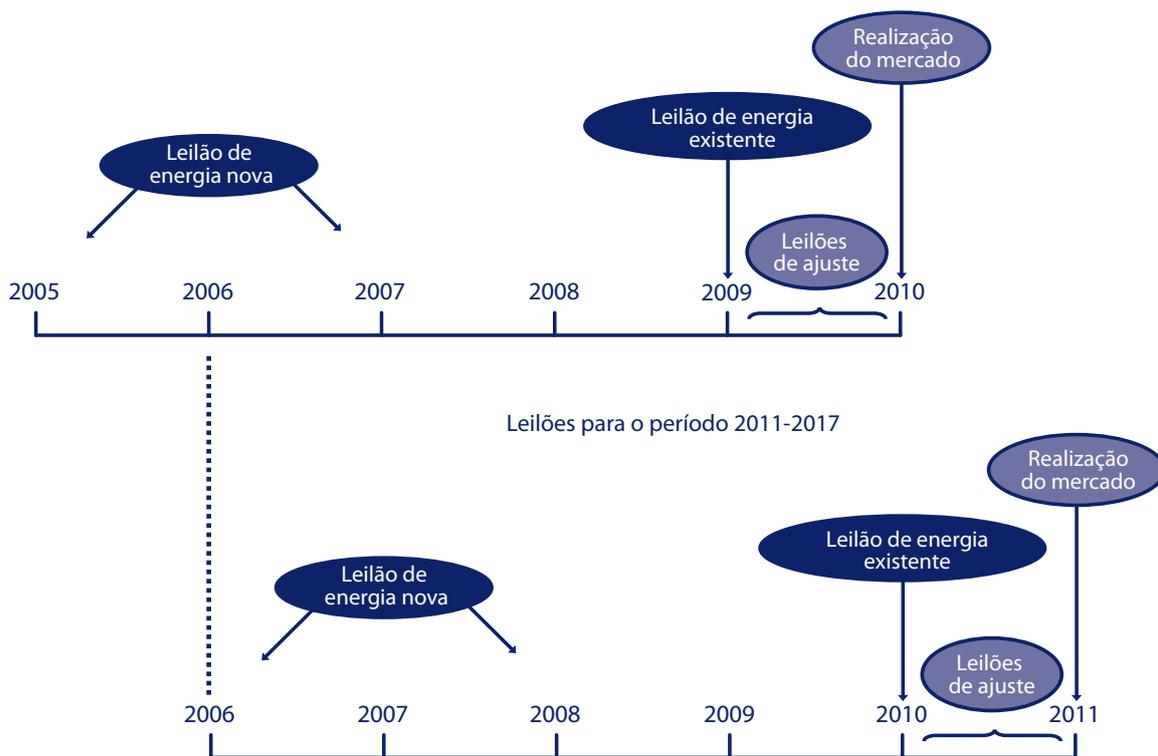


Gráfico 5: Leilões para o período 2010-2016

Fonte: elaboração do autor.

As quantidades demandadas, tanto na primeira quanto na segunda fase, são fixadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), 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 dessa 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 essa energia. Já as térmicas, previamente credenciadas 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 calculado pela EPE para as térmicas,⁴¹ o leiloeiro identifica o conjunto de centrais (hidrelétricas e térmicas) necessárias a atender à 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 geração com biomassa – especialmente bagaço de cana – e com energia eólica. A hidreletricidade continua sendo a âncora central 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, essa 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 esses organismos relatórios com estimativas dos efeitos sociais e ambientais provocados por seus projetos, assim como as medidas que serão tomadas para mitigar os efeitos negativos deles. 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

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 esse 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. Dessa forma, foi possível reduzir o preço de equilíbrio dos leilões. Resta saber se as estimativas de consumo das distribuidoras estavam superestimadas.

modificações no fluxo natural da água. Os defensores do meio ambiente argumentam recorrentemente que uma política agressiva de fomento da eficiência energética e de fomento a 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 que minimize as áreas inundadas pelas centrais. Como resultado dessa 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 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 (<www.eletrabras.com>). O fomento das fontes renováveis de energia é realizado com recursos carreados pelos consumidores para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

2.3 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 usinas do rio Madeira, 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. Esses tipos de centrais enfrentam menores riscos ambientais que as hidrelétricas e não exigem logística dedicada a seu suprimento de combustível, como é o caso das centrais alimentadas com gás natural. Como resultado desse processo, o fator de capacidade do parque gerador vem declinando progressivamente, provocando a elevação do custo fixo desse parque com a consequente elevação do preço da energia no mercado atacadista (gráfico 6).

A propósito, a construção de usinas hidrelétricas distantes dos centros de consumo, sem reservatórios importantes, tem exigido 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 aos consumidores subiu de R\$ 1,7 bilhão para R\$ 10,5 bilhões (**Portal de Notícias do Estadão**, 23 nov. 2009). Essa dinâmica produz pressões adicionais de custo no sistema elétrico.

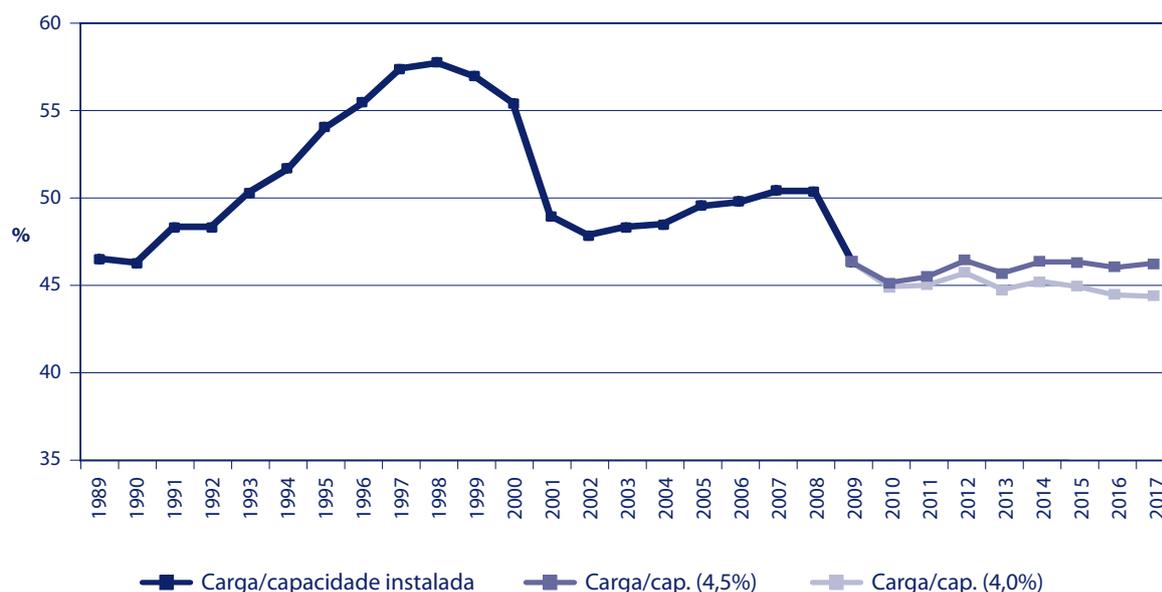


Gráfico 6: Cenários de evolução da relação carga-capacidade instalada do SIN

Fonte: elaboração do autor.

A conjuntura gerada pelas mudanças estruturais no consumo de eletricidade induzidas pelo racionamento provocou excedente significativo na oferta de energia *assegurada* no momento da contratação da energia *velha*. Essa conjuntura permitiu que essa 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 em 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 a atender a expansão do consumo. Ocorre que as distribuidoras buscam contratar apenas a energia para atender à 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 a contratação de energia *nova* para atender ao crescimento de seu consumo.

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 em 2006, R\$ 75,46 em 2007 e R\$ 83,13 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.

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 a todo o crescimento do consumo – mercado regulado mais mercado livre – de forma que libere quantidade crescente de sua energia *velha* contratada para ser oferecida no mercado livre. Essa solução levaria o preço médio da energia no mercado regulado para patamar cada vez mais distante do preço da energia *velha* comercializada no mercado livre. Essa dinâmica é insustentável do ponto de vista da racionalidade econômica.

É importante notar que a contratação de energia nova é essencial à 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* para o preço da energia *nova* teria forte impacto no preço da energia para consumidores cativos e consumidores livres. Esse cenário vem preocupando especialmente os grandes consumidores que correm o risco de perder sua principal vantagem competitiva frente a seus concorrentes internacionais. O término dos contratos vigentes para a energia *velha*, a partir de 2013, sugere que esse problema terá de ser equacionado proximamente.

A recontração da energia *velha* em patamar de preço novamente muito inferior ao custo da energia *nova* tem sido sugerida como a forma fácil e efetiva de resolver esse 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 à 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* com a obrigação de um preço máximo para a oferta de sua energia nos leilões, como cláusula para essa renovação. Porém, essa 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 procura 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 permitem reduzir o custo de construção das grandes centrais hidrelétricas na Amazônia. No entanto, o esforço governamental nessa direção tem ido na direção oposta levado pela demanda de medidas mitigadoras dos impactos sociais e ambientais desses projetos.

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

Para reduzir os riscos desses projetos, o governo decidiu assumir a responsabilidade pela obtenção de licença prévia dos sítios hidrelétricos que pretende disponibilizar aos 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 de Belo Monte oferece clara indicação dos problemas ainda a enfrentar nessa área. É importante notar que a pressão de custos provocada pela necessidade de mitigação dos impactos ambientais e sociais dos grandes projetos hidrelétricos tende a reduzir os benefícios decorrentes de 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. Esse movimento exige reforços na rede básica de transmissão para evitar que voltem a se repetir blecautes de grande amplitude, similares ao ocorrido em novembro de 2009. No entanto, a onda de calor do verão 2010 evidenciou a fragilidade das redes de distribuição de diversas concessionárias, especialmente daquelas que contam com rede de distribuição subterrânea. Elas necessitam realizar investimentos significativos para evitar que blecautes localizados tornem-se eventos corriqueiros. A confiabilidade do suprimento elétrico é característica essencial para realização dos investimentos que dão sustentação ao ritmo de crescimento econômico. A atuação da Aneel nesse 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 do 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, função dos custos induzidos pela conjuntura pluviométrica. Esse problema é especialmente relevante nos períodos de estiagem, quando o custo da energia no mercado de curto prazo cresce brutalmente, sem que esse sinal de preço seja repassado aos consumidores cativos. A insensibilidade econômica à escassez de energia dos consumidores cativos é repassada aos 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.

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 da Inovação (PDTI).

3

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 criado 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 atual. 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.

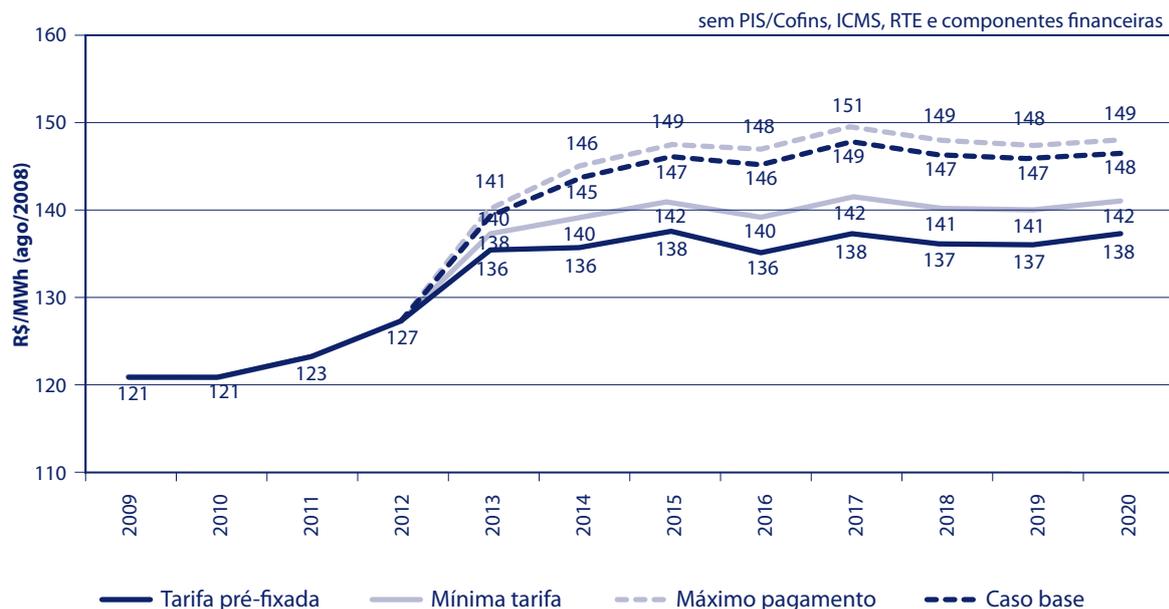
Historicamente, o suprimento elétrico foi uma das principais vantagens competitivas de nossa economia. Desde a década de 1950, preços inferiores e suprimento energético confiável induziram o desenvolvimento de um sofisticado parque industrial voltado não apenas para o mercado doméstico. Essa vantagem 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 (O ESTADO DE S. PAULO, 28 fev. 2010), e o recente blecaute provocado pelo colapso da linha de Itaipu minou a confiabilidade do sistema.

O preço da energia ofertada no mercado regulado vem crescendo progressivamente e os contratos firmados nos leilões de energia *nova* sugerem que essa tendência terá continuidade (gráfico 7). Esses contratos têm prazos longos de vigência e estão indexados ao IPCA. Sendo assim, o preço da energia no mercado atacadista permanecerá congelado em termos reais pelas próximas décadas, independentemente das alterações estruturais que venham a ocorrer no mercado de energia. Essa 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.

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 nessas centrais.⁴⁶ No entanto, essas centrais

⁴⁶ A energia de Jirau foi negociada a R\$ 71,40 por MWh; 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.

necessitam de complementação térmica para que sua escassez de suprimento seja complementada nos períodos secos, principalmente nos períodos de estiagem. Portanto, o preço relativamente baixo obtido nessas centrais será acrescido dos custos vinculados às centrais térmicas necessárias à 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.



**Gráfico 7: Expectativa do comportamento do preço da energia
Tarifa de Energia Média**

Fonte: PSR Consultoria Ltda.

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, essas 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" esses centros em situações, ainda que de baixa probabilidade, de ruptura no fluxo de energia dessas centrais. Uma solução racional para essa questão é a promoção de leilões orientados para o suprimento regional dos mercados regulados, valorizando adequadamente as disponibilidades locais de recursos energéticos.

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

A sistemática atual de leilões solicitando oferta para atender ao 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 quanto 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. No entanto, a localização da central no sistema interligado tem óbvias implicações em termos de reforço e ampliação do sistema de transmissão que necessitam ser adicionadas aos custos de geração no momento do leilão. Leilões regionalizados em função das demandas regionais, com demandas específicas em termos do conjunto de fontes primárias, permitiriam equacionar esses 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 Geral de Reversão (RGR) não tem lógica econômica, já que a reversão das concessões deverá ser seguida da sua relicitação onerosa. Esse encargo deveria ser extinto imediatamente como medida para aumentar a competitividade do suprimento elétrico.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi idealizada com escopo amplo, na hipótese de que o preço da energia no mercado atacadista permaneceria no patamar da energia *velha*. Hoje, é claro que essa 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 a interligação dos sistemas isolados no sistema interligado nacional deveriam ter prazos fixados para sua extinção vinculados às metas estabelecidas para alcançar esses objetivos, enquanto a subvenção aos consumidores de baixa renda poderia ser incorporada ao programa Bolsa Família.

A situação dos tributos – 30% em média no caso do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e cerca de 7% no caso do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) – é particularmente preocupante, à medida que sua forma de incidência é *ad-valorem*. A eletricidade é insumo industrial pervasivo. Preços elevados para a eletricidade oneram a base da cadeia produtiva, inibindo investimentos que promovam ganhos de produtividade e garantam

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 potenciais hidrelétricos, que nos permitem preservar sua matriz energética com baixas emissões de gases que provocam o efeito estufa. Contudo, essa diretriz não pode ser desvinculada do estrito respeito aos direitos sociais das populações atingidas por projetos elétricos e aos mecanismos previstos em lei para a 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 energética 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, agressiva especialmente junto aos fornecedores de equipamentos, que, é bom lembrar, será utilizada 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. Esse 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 permitem aos consumidores realizar descentralizadamente a gestão do risco econômico do seu suprimento de energia (JORNAL VALOR, 3 mar. 2010). Para tanto, seria permitido a consumidores livres que comercializassem sua energia contratada em um mercado secundário de energia. A decisão de comercializar nesse mercado teria como parâmetro a escassez de energia indicada no preço da energia no mercado de curto prazo (*spot*). Esse tipo de mecanismo, adotado há muitos anos na Noruega (<www.nordpool.com/en>), 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 dessas 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 desse preço, que é importante lembrar ser fundamental à 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. Essa 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 desse 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 se 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 (figura 8) que também seria fixada pelo CNPE, no início do período de seco.

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

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

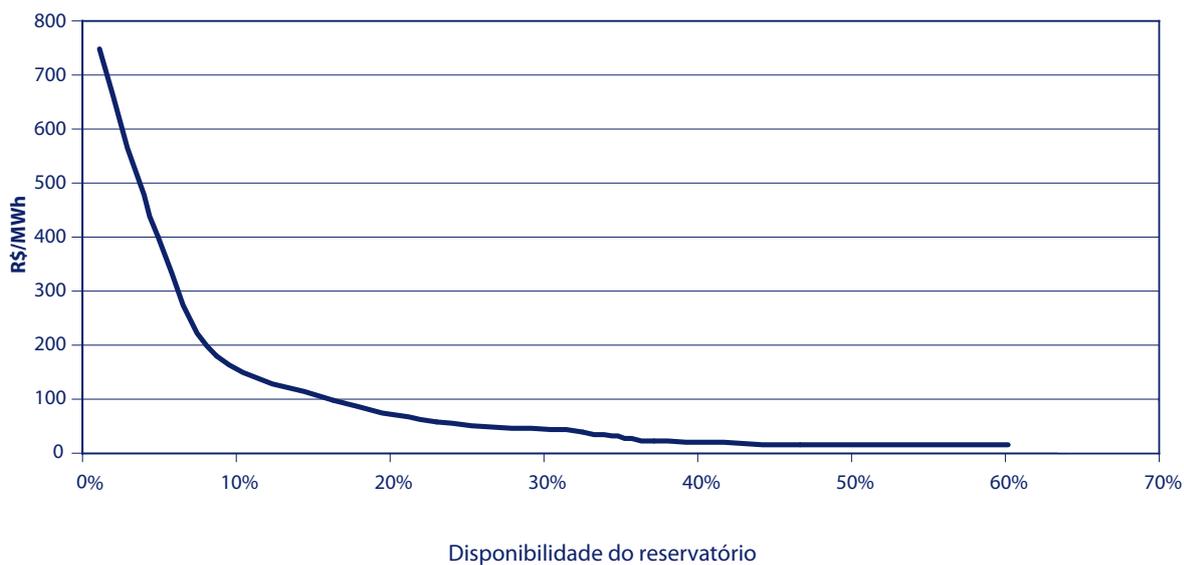


Gráfico 8: Exemplo de uma curva de preço para a energia hidrelétrica disponível

Fonte: elaboração do autor.

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 estabelece um regime transparente de fixação do preço da energia no mercado de curto prazo (*spot*), que depende apenas da operação do ONS. Por um lado, a elevação do preço no mercado de curto prazo sinalizaria claramente que o sistema está se aproximando da necessidade de utilizar 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.

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 a 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). Essa sistemática tem o mérito de abrir o caminho para a necessária convergência progressiva dos mercados livre e regulado de energia.

REFERÊNCIA

ARAÚJO, J. L.; DE OLIVEIRA, A. **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.

BAUMOL, W.; PANZAR, J.; WILLIG, R. **Contestable markets and the theory of industry structure**. New York: Harcourt Brace Jovanovitch, 1982.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J.; KNITTEL, C. R.; WOLFRAM, C. **Trading inefficiencies in California's electricity market**. Berkeley: Power, 2001 (Working Paper PWP-086).

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, A.; PINTO JR., H. (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.

_____. Reforma do setor elétrico: visão do Banco Mundial e realidade latino-americana. In: DE ARAUJO, J. L. R.; DE OLIVEIRA, A. **Diálogos de Energia**. Viveiros de Castro Editora, 2005.

_____. The political economy of the Brazilian power industry reform. In: VICTOR, D.; HELLER, T. C. **The political economy of the power industry reform**. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.

DE OLIVEIRA, A.; DE ARAUJO, J. L. R. A privatização da indústria brasileira de energia: o desafio regulatório. In: _____. **Diálogos de Energia**. Viveiros de Castro Editora, 2005.

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

ELETROBRAS. **Relatório sintético de diagnóstico do setor elétrico**. 1988. Mimeografado.

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 electrica**: compétition technologique et formation d'un nouveau paradigme. Tese (Doutorado em Economia Aplicada)–IEPE, Université de Grenoble, Grenoble, 1995.

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

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

MME – Ministério de Minas e Energia. **Proposta de modelo institucional do setor elétrico**. 2003. Disponível em: <www.mme.gov.br/Sen/Cnpe/Resolucao05-2003.pdf>. Acesso em: mar. 2006.

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**. Oslo-Stockholm-Helsinki: Nord Pool, 2002.

PAIXÃO, L. **Memórias do Projeto RE-SEB**: a história da concepção da Nova Ordem Institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Massao Ohno Editor, 2000.

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.

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.



NACIONES UNIDAS

CEPAL

ipea