Diretoria de Estudos Macroeconômicos
Coordenação de Regulação e Estudos de Mercado

NOTAS TÉCNICAS
| 1 |

A EXPANSÃO DO SETOR BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA: FALTA DE MERCADO OU DE PLANEJAMENTO

Ajax R. B. Moreira
Ronaldo Seroa da Motta
Katia Rocha

Setembro de 2003

ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

A EXPANSÃO DO SETOR BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA: FALTA DE MERCADO OU FALTA DE PLANEJAMENTO*

Ajax R. Bello Moreira**
Ronaldo Seroa da Motta**
Katia Rocha**

Rio de Janeiro, setembro de 2003

* Os autores agradecem os comentários de Octávio Tourinho, Pedro David e Armando Castelar. Os erros remanescentes são de responsabilidade dos autores.

** Da Diretoria de Estudos Macroeconômicos do IPEA.
ajax@ipea.gov.br, seroa@ipea.gov.br e katia@ipea.gov.br

Governo Federal

Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão

Ministro – Guido Mantega
Secretário Executivo – Nelson Machado

ipea **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**

Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, 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
Glauco Antonio Truzzi Arbix

Diretor de Administração e Finanças
Celso dos Santos Fonseca

Diretor de Cooperação e Desenvolvimento
Maurício Otávio Mendonça Jorge

Diretor de Estudos Macroeconômicos
Paulo Mansur Levy

Diretor de Estudos Regionais e Urbanos
Luiz Henrique Proença Soares

Diretor de Estudos Setoriais
Mário Sérgio Salerno

Diretor de Estudos Sociais
Anna Maria T. Medeiros Peliano

Assessor-Chefe de Comunicação
Murilo Lôbo

NOTAS TÉCNICAS

As Notas Técnicas visam divulgar, de forma rápida e ampla, análises e resultados parciais de pesquisas realizadas no IPEA ou em parceria com outras instituições, estimulando o debate corrente em torno de questões específicas de natureza conjuntural ou metodológica.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

APRESENTAÇÃO

A dinâmica do desenvolvimento econômico vem colocando desafios cada vez mais complexos para a formulação de políticas. A ênfase no progresso tecnológico e no desenvolvimento de novos produtos e a preocupação com o bem-estar dos consumidores realçam a importância de se desenvolverem mecanismos que estimulem o investimento e as forças da inovação, de modo a maximizar os ganhos de eficiência econômica. Isso implica que o Estado passa a exercer novas funções, em especial na regulação dos mercados nos quais falhas de diversos tipos impedem um desempenho ótimo, seja do ponto de vista da alocação de recursos escassos, seja da perspectiva do bem-estar social.

A despeito dos avanços obtidos com a estabilização macroeconômica, os investimentos necessários à obtenção de taxas de crescimento mais elevadas que as atuais só ocorrerão se o ambiente regulatório for seguro e estimulador. Restrições à concorrência e práticas oligopolísticas afetam as decisões de investimento ao criarem barreiras aos novos investidores. Incertezas regulatórias e de contratos implicam a exigência de altas taxas de retorno, que encurtam o fluxo temporal dos benefícios das inversões realizadas. Nos dois casos, o resultado são práticas produtivas não-eficientes, com vigência de preços mais elevados que aqueles que prevaleceriam num ambiente regulatório saudável. Com isso, restringem-se os efeitos multiplicadores das inversões e, acima de tudo, penalizam-se os consumidores, em particular os de baixa renda.

Sem prejuízo da produção editorial corrente do IPEA, esta série de Notas Técnicas se propõe a avaliar e posicionar, do ponto de vista econômico, as questões regulatórias em debate no país, destacando assim os principais temas e os esforços adicionais de pesquisa. Esta série também abrigará os resultados do trabalho conjunto desta Coordenação com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (SDE) e com a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) desenvolvidos no âmbito de convênios específicos.

Iniciando esta série com as Notas Técnicas sobre a regulação do setor de energia elétrica, esperamos contribuir para a pesquisa econômica de regulação.

Paulo Mansur Levy
Diretor de Estudos Macroeconômicos

Ronaldo Seroa da Motta
Coordenador de Estudos de Regulação e de Mercado

1 INTRODUÇÃO

Por que regular o setor de energia elétrica? Embora a produção de energia apresente significativas economias de escala e de densidade, esta atividade não se constitui um típico caso de monopólio natural para as dimensões da economia e do território nacional. Logo, as possíveis ações monopolistas e de coordenação de preços por agentes privados poderiam ser corrigidas pelo sistema de defesa da concorrência.[1]

Entretanto, o setor é um caso típico de inversões de alto custo imobilizado (*sunk costs*) de longa maturação. Além disso, significativas economias de rede afetam decisões de geração e distribuição e, no caso brasileiro, existe também o risco hidrológico.

Mais ainda, a importância econômica do insumo de energia elétrica revela que seu custo de escassez é muito superior ao de excesso. Dessa forma, o setor necessita de um marco regulatório que corrija essas falhas potenciais e garanta um padrão eficiente de inversões.

O novo projeto de marco regulatório no setor de energia elétrica no Brasil, proposto pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em agosto de 2003, pretende criar um ambiente propício à retomada de investimentos. Seu ponto de partida é a garantia "da justa remuneração para os investidores, de modo a fornecer incentivos à expansão da geração respeitando a modicidade tarifária, continuidade, qualidade e universalização do acesso e do uso para os consumidores do serviço de energia elétrica". Esse modelo tem como base a intermediação entre distribuidores e geradores por um agente regulador na forma de um *pool*. Com base num planejamento determinativo, os mecanismos regulatórios propostos permitem que esse *pool* administre decisões de oferta e de demanda e distribua riscos entre os agentes.

Este novo projeto parte do pressuposto de que o modelo vigente, introduzido na década de 1990, com maior ênfase em decisões descentralizadas, não foi capaz de criar condições para a expansão da geração deixada a cargo dos entes privados, culminando no episódio de racionamento entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.[2] Dessa forma, o novo modelo, doravante denominado modelo de *pool*, privilegia o planejamento, abdicando de algumas relações de mercado.

Esta nota técnica tem como objetivo discutir e comparar a eficácia de ambos os modelos, estimar o custo da energia elétrica para o consumidor final nos dois casos, e propor modificações no modelo de mercado vigente, de forma a garantir a expansão da oferta.

1. Como também a presença produtiva do Estado não seria a única forma de capturar essas economias.

2. Contudo, deve-se notar que, por questões de política econômica, desde a década de 1970 o investimento na expansão do setor elétrico era insuficiente, ou seja, para sermos historicamente corretos, seria mais adequado dizer que o modelo de mercado, recém e parcialmente implementado, não conseguiu reverter a insuficiência de investimento na expansão da geração.

2 O MODELO VIGENTE E O DE *POOL*

No modelo de mercado vigente, a regulação do setor elétrico no Brasil determina que um agente — o operador nacional do sistema (ONS) — administre a geração de cada usina utilizando um modelo[3] que calcula o despacho ótimo centralizado da geração para cada usina e o seu período de tempo. Tal otimização é função do custo unitário do déficit de energia, do custo operativo das termelétricas existentes, das informações sobre a disponibilidade hídrica atual (nível dos reservatórios) e da afluência e demanda previstas. O modelo de despacho maximiza a utilização intertemporal da energia acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas — minimizando o vertimento de água dos reservatórios — ou, de modo equivalente, minimizando o custo de operação das usinas e internalizando o risco hidrológico.[4] Além do despacho ótimo de cada usina, o modelo vigente calcula o "custo marginal de operação (CMO) ($/MWh), que é o preço da energia no mercado à vista (preço *spot*[5]). Este preço reflete as condições de escassez de curto prazo de energia nos reservatórios.

O modelo de mercado vigente permite, assim, um incentivo à eficiência dos agentes geradores ao sinalizar um preço de escassez que internaliza, tanto os riscos de demanda, inerentes a qualquer atividade, como também o risco hidrológico. Entretanto, observa-se que o risco hidrológico gera uma grande volatilidade no preço *spot* da energia e, por conseqüência, na formação de expectativa de renda dos geradores, contribuindo, assim para a redução dos investimentos à expansão da geração no sistema elétrico brasileiro.

Adicionalmente, a convivência com uma geração antiga totalmente depreciada do ponto de vista contábil,[6] sob controle de uma estrutura estatal verticalizada, adicionou a esse risco hidrológico do modelo atual um componente de risco regulatório, contribuindo ainda mais para a inibição de aportes privados no setor.[7]

O modelo de *pool* proposto pelo MME, entretanto, propõe corrigir essas distorções do modelo vigente com um mercado centralizado e controlado por diretivas de planejamento. O modelo de *pool* mantém o despacho ótimo de carga centralizado, porém, altera a formação de preço com quatro procedimentos básicos, a saber: *a*) utilizando um rateio dos custos de expansão e operação do sistema; *b*) diferenciando o preço da energia entre as usinas já depreciadas (energia velha) e as novas usinas; *c*) descobrindo o custo de expansão da geração mediante licitação de uma seqüência de usinas a serem construídas; e *d*) obrigando os distribuidores a efetuarem a previsão da sua demanda condicionada a variáveis de planejamento.

---

3. O modelo de otimização utilizado pelo ONS é baseado em Pereira (1989), Pereira, Oliveira, Costa e Kelman (1984) e Pereira e Pinto (1985).

4. A geração hidráulica depende da estocagem de água e é, portanto, afetada pelo estado da natureza que tem de ser considerado dinamicamente.

5. O preço *spot* é uma condição de otimalidade do despacho ótimo da carga, e igual ao custo de operação da usina marginal no ponto de ótimo.

6. Isto reflete que o custo da energia seria apenas as despesas de operação e manutenção, ou seja , financeiramente seu custo de capital é muito baixo. Note-se, entretanto, que, do ponto de vista econômico, a usina vale quanto produz.

7. Sobre este risco regulatório, ver, por exemplo, Pires, Giambiagi e Sales (2002).

2.1 FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA

No modelo de mercado vigente a remuneração do investimento em geração é obtida por meio da venda da energia, que na sua quase totalidade é feita mediante de contratos de longo prazo, que são liquidados no mercado de curto prazo e, portanto, seu valor depende do preço *spot*, que é, por definição, o preço de equilíbrio instantâneo entre oferta (geração) e procura (demanda). No modelo de mercado vigente, o preço *spot* é determinado pelo modelo de otimização de despacho[8] (produção) da geração, como o CMO, que é a razão entre o incremento do custo operativo do sistema e o incremento marginal da demanda.

No modelo atual, o preço da energia possibilita a alocação mais eficiente de recursos de produção do país, em particular, a possibilidade de o consumidor livre participar dos leilões de energia e ajustar a sua demanda de energia do sistema ao nível de escassez global. Esses mecanismos de ajuste da demanda aumentam a eficiência global do sistema econômico [ver Moreira, David e Rocha (2003)].

Para induzir a expansão do sistema, o modelo de otimização do despacho da geração penaliza fortemente os estados de déficit, por meio do "custo de déficit", que é, portanto, um parâmetro crítico do modelo de otimização do despacho da geração.

No mercado monopolista estatal que precedeu o atual modelo de mercado, o custo de déficit era determinado implicitamente, de modo que o valor esperado do CMO fosse igual ao custo marginal de expansão (CME), que é o custo de atendimento do incremento da demanda pela incorporação ao sistema da próxima expansão. Essa valoração do "custo de déficit" seria consistente com a sistemática do planejamento determinativo da expansão, desde que o preço da energia fosse, efetivamente, o CMO e que a expansão fosse garantida exclusivamente com os recursos oriundos da venda de energia, o que não ocorria.

Na passagem para o atual modelo de mercado, o "custo de déficit" passou a ser determinado por uma metodologia que busca valorar a perda econômica decorrente do contingenciamento do consumo de energia elétrica, por meio da avaliação da elasticidade do produto interno bruto (PIB) com relação ao consumo de energia elétrica.

O "custo de déficit" é valorado por uma metodologia que não guarda relação direta com o custo da expansão do sistema, e se mostrou ineficaz pois não induziu o investimento nas novas usinas.

Já no modelo de *pool* proposto, por outro lado, o preço da contratação será a média ponderada (pela potência efetiva) da energia velha precificada próxima a seu custo de operação e da energia nova revelado na licitação dos arrendamentos dos ativos físicos das novas usinas geradoras mediante contrato cuja vigência coincide com o prazo de concessão, tipicamente, 30 anos para usinas hidrelétricas.

---

8. O modelo de otimização utilizado pelo ONS é fundamentado em Pereira (1989), Pereira, Oliveira, Costa e Kelman (1984) e Pereira e Pinto (1985).

Portanto, no modelo do *pool* não há nenhuma vinculação entre a renda do investidor e a produção, que por um lado assegura a rentabilidade, favorecendo o investidor, mas por outro, não incentiva a eficiência, prejudicando o consumidor.

2.2 PREÇO DIFERENCIADO DA ENERGIA VELHA

A forma diferenciada de precificação da energia produzida pelas usinas já depreciadas, doravante chamada de energia velha, além de controlar um fator inibidor da expansão, é justificável para os contratos já estabelecidos no âmbito das incumbentes estatais, posto que se trataria de mimetizar uma forma de tributação, ou seja, uma mera transferência de renda. Já para os incumbentes privados, que realizaram aquisições no modelo vigente, essa diferenciação seria uma clara quebra de contrato com sérias conseqüências para a estabilidade regulatória. Voltaremos mais tarde a esse tema quando apresentarmos algumas propostas de ajuste ao modelo proposto.

No modelo do *pool*, após o prazo de concessão, as usinas hídricas seriam novamente licitadas e a remuneração ao contratado corresponderia somente ao custo de operação e manutenção. A intenção é reduzir o custo do financiamento da expansão a favor do consumidor com a transferência da renda dos proprietários das usinas velhas que, em última instância, são os contribuintes para o caso da energia gerada pelas estatais.

No modelo de mercado a renda da usina depende da sua produção e o proprietário se apropria do lucro após a amortização do investimento. Como as usinas velhas pertencem a empresas estatais, esse lucro, se não estiver sendo reinvestido, será transferido para o Tesouro, nacional ou estadual, enfim, ao contribuinte, e não necessariamente destinado ao financiamento da expansão do setor. A perda dessa contribuição teria impacto nas finanças públicas, que deve ser cuidadosamente quantificada e analisada.

2.3 LEILÃO DAS NOVAS USINAS

No ambiente do modelo proposto, o *pool* estabelece regras de compra e venda com a obrigatoriedade de os distribuidores estimarem sua demanda no longo prazo e contratarem, na forma *pro rata*, essa demanda com os fornecedores que são indicados pelo órgão central, segundo contratos de fornecimento que relacionam a potência nominal da usina com um fluxo de pagamento constante e periódico. Ao desvincular os pagamentos do despacho de carga, os riscos de demanda e o risco hidrológico são dissociados da renda do gerador.

A licitação das novas usinas, a princípio, garantiria eficiência, pois poderia gerar valores para os fluxos de recebimento das novas usinas próximos ao valor mínimo esperado para o custo de expansão, isto é, dividindo a "quase renda" (o excedente do produtor) da atividade entre o gerador e o resto do sistema. Para tal, o formato de leilão teria de ser apropriado para evitar os problemas de assimetria e de conluio. Mesmo assim, leiloar uma seqüência de empreendimentos cujo valor relativo é conhecido por todos significa realizar um leilão para cada projeto e não um leilão de projetos. É importante também ressaltar que após certo número de anos, critérios de participação nos leilões terão de estar associados à participação do ofertante no mercado gerador, de forma a evitar ofertas estratégicas anticompetitivas. Por outro

lado, essa restrição reduz o número de ofertantes e, com isso, a eficiência do processo. Em suma, embora factível, o desenho de tal sistema de leilão não seria trivial para garantir a eficiência do processo.[9]

Conforme já dito, o sistema de leilão, todavia, quanto melhor desenhado mais eficiente será em revelar o valor mínimo dos ofertantes. Portanto, ele também será eficiente em induzir os ofertantes a internalizarem os riscos do empreendimento. O sistema de *pool* elimina do gerador o risco hidrológico e de demanda. Entretanto, o modelo do *pool* ao se orientar em parâmetros de planejamento e centralizar os contratos entre os geradores e distribuidores, num formato de *pool* de compra e venda, introduz um risco regulatório.

2.4 RISCO REGULATÓRIO

Enquanto no modelo atual o risco regulatório tem sido, conforme já mencionado, uma definição clara dos mecanismos de mercado quanto aos contratos futuros e à participação estatal (energia velha) no setor, no modelo proposto de *pool* esse risco toma uma forma diferente. Tal risco existirá na medida em que o *pool* toma para si, em nome do consumidor, os riscos de geração, de demanda, hidrológico e de *default* dos distribuidores. Nesse ambiente o custo do comportamento do gerador ou distribuidor ineficiente ou inadimplente é rateado, reduzindo a chance de uma penalização específica.

O modelo do *pool* propõe substituir alguns mecanismos de mercado por regras e parâmetros de regulação, o que sujeita o sistema ao poder fiscalizador do regulador com custos possivelmente altos e de difícil quantificação. Mesmo que essas sanções possam ocorrer e sejam previstas no marco regulatório, a intermediação governamental nos contratos implicará custos de transação mais altos para dirimir conflitos e *defaults* do que ocorreriam nos casos de contratos privados bilaterais.

O modelo de *pool* cria uma entidade autárquica [Fundação de Estudos e Planejamento Energético (Fepe)], ligada ao MME, que definirá os investimentos a serem realizados. Essa característica centralizadora e determinativa possibilita a interferência política na gestão do sistema e particularmente na imposição de usinas estratégicas (geradoras de externalidades positivas não-energéticas) com o custo rateado entre os consumidores. Tais usinas, quando construídas com motivação que não atende estritamente às condições de eficiência econômica do uso da energia, não poderiam ser financiadas por meio da diluição dos seus custos entre todos os consumidores de energia elétrica. Somente o Congresso Nacional tem legitimidade e poder para determinar esses custos, incluindo o seu financiamento no orçamento nacional.

Por essas razões um modelo assim centralizado e administrado coloca um alto grau de risco sob responsabilidade do regulador, e este, portanto, só poderá repassá-lo ao consumidor e ao contribuinte geral (via contribuições do Tesouro Nacional). Cientes das questões políticas de eqüidade que afetam a disposição a pagar por esses riscos quando do seu evento e, ainda mais, das restrições macroeconômicas para suportá-lo, tal proposta de distribuição de risco não se tornará crível aos olhos dos

9. Para uma análise recente de conluio em leilões de concessões, ver Cramton e Schwartz (2000).

investidores e, estes, portanto, contabilizarão uma probabilidade de *default* do seguro de risco proposto pelo regulador.

Em um sistema de contratos de longo prazo, como os de geração elétrica, a internalização desse risco pode ser significativa. Essa possibilidade é ainda mais real na medida em que o novo modelo propõe a revisão, a cada cinco anos, dos índices de preços para reajuste das tarifas contratadas. Note-se que não se trata, como em outros marcos regulatórios, de rever os parâmetros do sistema de *price cap*, onde considerações de produtividade são revistas à luz do desempenho dos regulados e das inovações tecnológicas para reduzir rendas monopolistas. No modelo proposto essa função de extração de renda é assumida pelo processo de leilão de usinas que, teoricamente, como explicamos, já extrai essas rendas na seqüência que se incorporam as novas usinas. A revisão de índices se tornará um mecanismo específico de controle de preços.[10]

Em suma, o modelo proposto torna os agentes mais vulneráveis às decisões do regulador, enquanto um modelo descentralizado e completo de mercado, com contratos e preços livres, pode garantir maior flexibilidade de funcionamento.

2.5 UMA SÍNTESE

As tabelas a seguir comparam o modelo vigente e o proposto em alguns aspectos críticos, como o funcionamento geral do sistema, os riscos envolvidos, e comentários gerais.

TABELA 1
PRINCIPAIS DIFERENÇAS ENTRE OS MODELOS

	Modelo de mercado	*Pool*
Planejamento/Expansão	Indicativo	Determinativo
Contratação de energia	Negociação	Compulsória (regulamentada)
Obrigação de contratação	Distribuidor é obrigado a contratar 95% de sua carga de referência (demanda passada)	Distribuidor obrigado a contratar a demanda com antecedência de cinco anos, revistos a cada ano e sujeito a multa
Preço da energia para o consumidor	Demanda remunerada ao preço da energia no mercado *spot* combinado com o valor dos contratos	Determinado pelo regulador: rateio dos custos de expansão e operação
Receita da usina velha	Depende da energia contratada, preço *spot* e contrato bilateral	Determinada pelo regulador
Receita da usina nova	Remuneração não depende da idade	Licitada e paga como um fluxo independente da geração efetiva

TABELA 2
EXPOSIÇÃO AO RISCO NOS DOIS MODELOS

	Modelo de mercado	*Pool*
Default do distribuidor	Contrato entre partes	Seguro bancário, por distribuidora ou rateado pelos geradores
Valor real de renda da nova energia	Genérico (valor normativo também regulado)	Regulador pode ser forçado a sub-reajustar a cada cinco anos
Hidrológico	Embutido no preço *spot*	Pago pelo consumidor
Flutuação de demanda	Embutido no preço *spot*	Pago pelo gerador e, portanto, embutido no preço licitado das usinas (CVA)
Cambial e combustível	Embutido no preço *spot*	Repassado: reajuste do pagamento

10. São conhecidas as dificuldades e ineficiências de um controle clássico de preços.

TABELA 3
OUTROS ASPECTOS

	Modelo de Mercado	*Pool*
Incentivos à eficiência operacional e projeto	Garantida, lucro privado	Duvidosa, definida por parâmetros
Grandes consumidores		
Contratação direta	Estimulados a serem livres	Penalizados. Prazo de cinco anos para ficar livre l
Efeito do preço da energia	Pode ajustar o consumo à escassez da energia	Impossível devido à inexistência de uma medida de escassez de energia
Projetos estratégicos	Não-viáveis economicamente	Viabilizados e pagos pelo consumidor
Extração de renda do gerador	Apropriada pelos geradores mais eficientes	Apropriada pelos consumidores por meio do mecanismo de licitação
Previsão da demanda		Obrigatória e sujeita a multa por erro
Energia de reserva	Não há. Custo do déficit?	Determinada pelo regulador

3 PROPOSTAS DE ALTERAÇÕES NO MODELO VIGENTE

Em resumo, o modelo de mercado vigente é, por construção, mais flexível e, assim, apresenta a vantagem de manter os incentivos à eficiência. Entretanto, na sua forma atual incompleta, este modelo não foi capaz de garantir a expansão do sistema ante esta indefinição regulatória.

Entretanto, o novo modelo não amplia as seguranças regulatórias do mercado de energia. Contrariamente, o novo modelo de *pool* enfatiza o papel de um órgão central planejador, que compra do gerador os riscos de demanda e hidrológico, mas, contraditoriamente, pode tornar o sistema mais vulnerável a riscos regulatórios e, portanto, menos eficiente e mais caro. Sua vantagem seria a remuneração diferenciada entre a energia nova e a velha que garantiria a expansão do sistema a um menor custo para o consumidor final.

Objetivando incorporar ao modelo vigente algumas das vantagens do modelo do *pool*, propomos modificações no modelo vigente que preservam o mecanismo de mercado de incentivo à eficiência e incorporam algumas das características do modelo do *pool,* tais como:

- um mecanismo direto de tributação da renda ("quase renda") de geração hidráulica auferida a preços de mercado, com base na idade da usina, que reflita seu grau de depreciação;

- introdução do preço mínimo[11] de energia e da remuneração pela disponibilidade de energia térmica, objetivando reduzir a volatilidade da renda esperada e funcionar como um instrumento de regulação de incentivos à realização de novos investimentos; e

- obrigatoriedade de os agentes distribuidores contratarem sua expectativa de aumento de demanda para os próximos *k* anos, possibilitando a formação de um mercado de recebíveis de longo prazo de energia, que é o instrumento financeiro que viabiliza a expansão da geração.

11. A discussão do preço mínimo e o mecanismo de *hedge* por disponibilidade de potência estão descritos com mais detalhe em Moreira, David e Rocha (2003).

A remuneração diferenciada entre energia nova e energia velha é um forte mecanismo de incentivo ao investimento e um instrumento importante do regulador. A tributação proposta aqui tem o mesmo objetivo, mas seria uma forma mais transparente de realizar essa transferência.

Ela seria calculada com a alíquota em função da idade i segundo uma proporção que alcança o valor máximo τ na vida útil da usina. A arrecadação dessa taxa deve ser abatida do recolhimento do ICMS e outros tributos incidentes na energia, passando para o consumidor final essa transferência tributária.

Note-se que se o efeito fiscal dessa transferência for neutro, isto é, a transferência não excede o restante da carga tributária aplicada ao setor, então não se trataria de um subsídio ao consumidor e também não promoveria ineficiências alocativas no uso da energia elétrica. Nesses casos, portanto, os preços líquidos de tributos percebidos pelos consumidores estariam próximos ao verdadeiro custo marginal de expansão.

É importante ressaltar que essas ineficiências alocativas devem ser evitadas, pois atrairiam estruturas produtivas de alta intensidade energética e, ainda, desestimulariam a conservação de energia, com sérios impactos ambientais.

Os mecanismos de preço mínimo da energia e de pagamento pela disponibilidade de potência de usinas térmicas foram detalhadamente analisados e propostos em Moreira, David e Rocha (2003). Esses mecanismos reduzem a variabilidade da renda das geradoras afetada pela incerteza hidrológica sobre a renda das usinas térmicas flexíveis e, assim, garantem investimentos em novas usinas ao menor custo para o consumidor final de energia elétrica. Esses autores demonstram que os ganhos de eficiência nas inversões excedem os gastos com pagamentos desse preço mínimo.

No modelo proposto de *pool* que seria checado pelo órgão central as distribuidoras fazem previsões cinco anos à frente. Estaria prevista também, embora ainda sem desenho e natureza definidos, uma multa para erros de previsão. Entretanto, no modelo proposto não existe a obrigatoriedade de as distribuidoras efetuarem contratos de longo prazo e, assim, elas se beneficiam da omissão, situação típica de mercados em que as alterações de oferta são demoradas e muito custosas.

Por exemplo, uma distribuidora que não contrate a sua expansão, um aumento de sua demanda (D_t), pode se beneficiar da disponibilidade de energia de reserva contratada pelas demais. Para garantir que a distribuidora irá contratar a sua demanda esperada $E(D_t|t-k)$ com antecedência de k anos, impõe-se uma multa cujo valor esperado pode ser calculado.

Admita que $V(D_t|t-k)^{0,5}$ é o desvio-padrão da previsão no horizonte k, e que a distribuidora contrate (C_t), a sua demanda esperada, mais λ desvio-padrão. O valor esperado da multa com a penalização η devido à ocorrência da subestimativa de demanda é dado pelas expressões (1) e (2). Dessa forma, o regulador força as distribuidoras a contratarem uma energia de reserva medida pelo parâmetro λ, visando reduzir a sua multa esperada.

$$C_t = E(D_t|t-k) + \lambda V(D_t|t-k)^{0,5} \quad (1)$$

$$M_t = \eta\, E_t\, max\,(D_t - C_t, 0) \quad (2)$$

Neste caso, o regulador teria adicionalmente as seguintes funções:

- determinar o valor da multa η devido à subestimativa da demanda de forma a garantir a penalização do agente que subestima deliberadamente;

- permitir que o distribuidor incorpore à conta dos consumidores o seguro "apagão" que seria cobrado, como atualmente, como uma fração da conta do consumidor, para financiar a energia de reserva requerida do distribuidor. Todavia, note-se que tal mecanismo promove eficiência ao colocar um custo λ na má previsão e, portanto, minimiza o custo deste seguro;[12]

- definir as regras do mercado futuro de energia e o regime de transição de formação desse mercado;

- considerar o valor acumulado da energia de reserva indicado nas previsões dos distribuidores e calcular uma eventual necessidade de energia de reserva adicional para reduzir a vulnerabilidade da sociedade ao déficit. Dessa forma, mesmo que os distribuidores subestimem e incorram nas multas η por subestimativa de demanda, o regulador deve cuidar para que a sociedade não fique vulnerável.[13] Neste caso, esse excedente adicional público seria também pago por tarifas, tal como o excedente privado, só que o seu disponível seria vendido para as distribuidoras ao preço η para cobrir seus erros de demanda; e

- atuar na determinação do mix hídrico/térmico contratando essa energia de reserva pública de fonte térmica.

4 ESTIMATIVAS DO CUSTO DA ENERGIA NO *POOL*

O custo do risco regulatório derivado da forte presença do estado no modelo de *pool* não é facilmente mensurado, pois depende do grau de eficiência do funcionamento do novo órgão regulador e do grau de ingerência política nas decisões. Por exemplo, usinas de interesses estratégicos que deveriam ser financiadas por meio de recursos orçamentários podem ser impostas ao sistema e ter os seus custos rateados entre os consumidores.

Os resultados obtidos referem-se ao valor presente esperado de fluxos de pagamentos futuros, em que a escolha da taxa de desconto é crítica. Consideramos duas taxas, a utilizada pela sociedade, que se aproxima da preferência intertemporal de consumo, e a utilizada pelos investidores, que incorpora o risco do mercado em questão. A primeira foi definida em 10% e é utilizada nos custos incorridos pela sociedade — custo de operação calculado no modelo DOC, custo da energia para o consumidor — e a segunda foi definida em 15%, que é a taxa utilizada para o investimento no setor elétrico Price, Waterhouse & Coopers (1997).

Na Seção 2, argumenta-se que o modelo de *pool* implica maior risco regulatório. Este risco foi quantificado admitindo que os investidores incorporam um *spread* na

12. Caso não haja uma compra de energia de reserva, seu pagamento será realizado de qualquer forma nas épocas de crise, como ocorre agora.

13. O valor da multa η controla o comportamento das distribuidoras, e parece possível derivar uma relação $\lambda = f(\eta)$ supondo que o distribuidor minimiza a sua multa esperada.

sua taxa de desconto quando do cálculo de suas propostas na licitação. Foram considerados os níveis de 5%, 10% e 15% a.a. para esse *spread*. Tal *spread* pretende sumarizar alguns dos custos não quantificados do modelo de *pool*.

Esses níveis de *spread* podem ser racionalizados supondo que os investidores quantificam esse risco de duas formas: *a*) admitem que a cada cinco anos, nos momentos de renegociação dos contratos, o regulador imponha uma redução do valor real dos pagamentos das geradoras (*x*); e *b*) admitem que o investimento está sujeito a uma depreciação acelerada, ou seja, que a partir do ano (*y*) os pagamentos cessam. A Tabela 4 mostra a correspondência entre o *spread* do risco regulatório e essas quantidades.

TABELA 4
INTERPRETAÇÃO DO SPREAD DO RISCO REGULATÓRIO

Spread risco regulatório (%)	0	5	10	15
Taxa de redução do valor real por qüinqüênio (x%)	0	20	40	55
Prazo máximo de depreciação (*y* anos)	30	11	8	6,5

No modelo de *pool* a licitação das novas usinas será realizada por um único comprador, o que permite adquirir os contratos de fornecimento de energia das novas usinas ao longo da curva de oferta e, assim, extrair a "quase renda" (excedente do produtor) dos geradores.[14] Para estimar essa "quase renda" identificamos como a curva de oferta de energia no longo prazo a curva construída com as novas usinas hídricas propostas no plano decenal da Eletrobrás de 2001, ordenadas segundo o seu custo de expansão por unidade de potência.

Os resultados apresentados no Apêndice mostram que o aumento médio do custo das usinas hídricas por GW instalado é de US$ 60/kW. Admitindo que a demanda cresce em média 4% a.a., serão licitados aproximadamente 2 GW por ano, o que dá margem a uma "quase renda" máxima de US$ 120/kW, o que implica que, em média, a redução do custo das usinas devido à licitação centralizada é de cerca de US$ 60/kW. Este valor, que é relativamente pequeno, foi incorporado ao cálculo do custo da expansão desse modelo.

O custo da energia no modelo proposto é calculado como um rateio dos pagamentos das novas usinas, das usinas atualmente existentes, e do custo de operação do sistema. Ao estimar o custo da energia no modelo proposto consideramos as seguintes hipóteses:

- o custo de operação (C_3) é igual ao valor presente esperado do custo de operação acumulado (custo das usinas térmicas + déficit). Como essa quantidade depende do estado da natureza — nível de afluência e de energia armazenada — e esses estados são incertos, consideramos o valor presente esperado do custo $E(C_3)$ e uma estimativa do seu desvio-padrão S_3;

14. No caso de o leilão ser feito por mais de um comprador este valor seria o resultado do equilíbrio entre os geradores e distribuidores e, portanto, no ponto de maior custo marginal de longo prazo..

• o custo de expansão[15] (C_1) é calculado supondo que a oferta de energia cresce na mesma proporção da demanda e que esta cresce a uma taxa de 4% a.a., mantendo a atual proporção entre as usinas térmicas e hídricas, com: demanda inicial de 28,5 GW; potência nominal inicial de 43 GW e 4 GW; e custo de investimento fixo e igual a US$ 1.650/kW e US$ 650/kW, respectivamente;

• o resultado do leilão é dado pelo custo efetivo da construção da usina acrescido do efeito do risco regulatório que foi representado pela introdução de um *spread* sobre a taxa de retorno básica de 15%; e

• o custo da energia produzida por usinas já depreciadas[16] (C_2), onde se supõe que nesta categoria está a totalidade da potência inicial do sistema, foi remunerado com três níveis para $P^* \in \{13{,}5, 25, 31, 34{,}5, 44\}US/MWh.

Sumariando, admite-se que o custo da energia (Y) é dado por:

Valor esperado: $E(Y) = C_1 + C_2 + E(C_3)$

Valor sob situação de risco hidrológico: $\text{VaR}(Y) = C_1 + C_2 + E(C_3) + 3^*S_3$

A Tabela 5 apresenta os componentes do custo no modelo de *Pool*, calculados para o caso em que o custo da energia velha é de P^* = US$ 36/MWh, e a Tabela 6 apresenta o valor esperado e sob risco do custo da energia calculados para todos os valores do preço da energia velha.

TABELA 5
CUSTO NO MODELO DE *POOL* EM MMUS$

Spread do risco regulatório	0%	5%	10%	15%
Custo expansão: C_1	38.242	47.038	55.833	63.864
Custo da energia velha: C_2	88.093	88.093	88.093	88.093
Custo operacional: $E(C_3)$	6.480	6.480	6.480	6.480
Custo da energia: $E(Y) = C_1 + C_2 + E(C_3)$	132.815	141.610	150.406	158.437
Custo da energia sob risco: $\text{VaR}(Y) = C_1 + C_2 + \text{VaR}(C_3)$	140.703	149.499	158.295	166.326

TABELA 6
CUSTO DA ENERGIA NO MODELO DE *POOL* EM MMUS$

C_2	$E(Y)$				VaR(Y)			
	$\rho = 0$	$\rho = 5$	$\rho = 10$	$\rho = 15$	$\rho = 0$	$\rho = 5$	$\rho = 10$	$\rho = 15$
13,5	79.193	87.989	96.784	104.815	87.082	95.877	104.673	112.704
25,0	108.557	117.353	126.149	134.179	116.446	125.242	134.037	142.068
31,0	123.878	132.673	141.469	149.500	131.767	140.562	149.358	157.389
34,5	132.815	141.610	150.406	158.437	140.703	149.499	158.295	166.326
44,0	157.072	165.868	174.663	182.694	164.961	173.757	182.552	190.583

15. Determinado pela soma do aumento projetado da oferta de usinas hídricas (ΔH_t) e térmicas (ΔG_t), ponderadas pelo custo unitário de expansão (I_H, I_G) e descontadas $C_1 = \sum_t (\Delta H_t I_H + \Delta G_t I_G)\, \beta^t$

16. $C_2 = \sum_t P^* h_t (H_0/H_t) \beta^t$

5 ESTIMATIVAS DO CUSTO DA ENERGIA NO MODELO VIGENTE MODIFICADO

As estimativas foram realizadas utilizando um modelo DOC que emula o despacho e o preço *spot* no modelo vigente, onde foi adaptado de acordo com as propostas da Seção 3, no qual se utiliza a regulação de preços mínimos e a tributação das usinas segundo a sua idade.

Note-se que o preço mínimo foi calculado de forma a garantir que o valor esperado do investimento em uma usina mista[17] seja positivo para a maioria dos estados da natureza conforme a metodologia proposta em Moreira, David e Rocha (2003) (ver quadro abaixo). Além disso, conforme discutido, um mercado futuro estimulado pela demanda de longo prazo contratada pelas distribuidoras, com penalidades críveis por má previsão, criaria as condições necessárias para expansão.

O Mecanismo de Preço Mínimo de Energia Elétrica

Num sistema com a alta participação da geração hidrelétrica como o brasileiro, a geração térmica tem um papel importante para a complementação energética durante os períodos de baixa afluência hidrológica. Logo, seu uso complementar nesses períodos pode ser economicamente vantajoso. Entretanto, os preços *spot* baixos em situações de alta afluência tornam praticamente inviável o investimento em geração térmica quando existe o risco de não-despacho pelo seu elevado custo marginal diante das outras fontes hidros. Viabilizar economicamente a geração térmica somente com a renda da venda da energia pode ser excessivamente oneroso para o sistema. Alternativamente, pode-se viabilizar a geração térmica com uma renda complementar à da venda da energia, que seria obtida como uma indenização pela capacidade disponível da geração térmica que não estiver sendo despachada quando o preço *spot* é inferior ao seu custo marginal. Uma remuneração de preços mínimos funcionaria como um *hedge* pela disponibilidade de potência que preserva o incentivo econômico à geração térmica. Supondo que os geradores térmicos podem operar com total flexibilidade, Moreira, David e Rocha (2003) demonstram que, no caso brasileiro, o custo desse *hedge* compensaria uma formação de geração adicional de energia de reserva hídrica. Formalmente, a estrutura do preço *spot* seria:

Preço *spot* = $max(\phi, \pi_t)$

A remuneração pela disponibilidade de potência seria então:

$\Delta y_t(\phi) = \Sigma_{n \in I(\phi)} (\phi - c_n)\, G_n \quad I(\phi) = \{n \mid \pi_t \leq c_n \leq \phi\}$

onde:

ϕ: o preço mínimo (parâmetro de regulação)

G_n = potência nominal da usina n
c_n = custo marginal da usina n
$\pi_t = \partial W_t / \partial D_t$ = derivada com relação à demanda do custo de operação no ponto do despacho ótimo

Neste esquema de remuneração, admite-se que o preço da energia tem um valor mínimo estipulado por regulação e que as usinas térmicas são remuneradas pela disponibilidade de potência segundo a lógica do encargo de serviço de sistema (ESS), que remunera as usinas com diferença entre o preço da energia e o seu custo marginal

17. Composta de 91% de geração hídrica e 9% de geração térmica, que reproduz a participação desses tipos de usina na oferta de energia na região Sudeste.

sempre que esta quantidade for positiva e a usina não tiver sido despachada. As modificações introduzidas são dadas pelas expressões (3) e (4) onde P é o preço da energia no mercado *spot* e τ é a tributação máxima da energia velha.

Renda esperada da usina hídrica de potência unitária que iniciou operação em $i<t$;

$$RH(t) = E_t\{\sum_{k>t} \{P(k)(1-\tau(k-i)\}\beta^k\}h(k)/H(k) \qquad (3)$$

Custo da energia para o consumidor que corresponde ao valor presente esperado da arrecadação esperada da taxa das usinas,[18] onde $yv(k)$[19] é o custo instantâneo da energia velha e $y(k,i)$[20] é o custo da energia produzida pela usina de idade i.

$$Y(t) = E_t\{\sum_{k>t} (yv(k)+ \sum_i y(k,i)\ )\ \beta^k\} \qquad (4)$$

Utilizando estas expressões e o modelo descrito em Moreira, David e Rocha (2003) são calculados os custos da energia para três níveis de tributação (25%, 50% e 75%) das usinas já existentes (admitindo que estão totalmente depreciadas). Para cada nível de tributação encontramos o preço mínimo correspondente que garante que os investimentos sejam lucrativos para a maioria dos estados da natureza e o valor mínimo do preço da energia recebido pelas usinas existentes.[21] A Tabela 7 apresenta essas quantidades e o valor presente esperado do custo da energia para um período comparável ao estimado para o modelo de *pool* na seção anterior.

TABELA 7
CUSTO DA ENERGIA NO MODELO VIGENTE MODIFICADO

Alíquota de tributação da energia velha	0,75	0,5	0,36	0,25	0,00
Preco mínimo da energia US$/MWh	54,0	50,0	48,0	46,0	44,0
Preco mínimo da energia velha	13,5	25,0	31,0	34,5	44,0
E(*Y*) US$MM	100.800	130.320	147.600	154.800	186.480

6 CONCLUSÃO E COMENTÁRIOS GERAIS

Os custos da energia estimados para o modelo de *pool* e para o modelo vigente modificado são comparáveis, pois foram obtidos admitindo o mesmo custo de

18. Neste caso admitimos que a multa de má previsão da demanda será suficientemente alta para cobrir as perdas decorrentes.

19. Que é dado por $yv(k) = h(k)\ H(0)/H(k)\ \ P(k)\ \tau$, onde $h(k)$ é o despacho das usinas no período k, e $H(0)/H(k)$ é a fração do despacho que pode ser atribuída às usinas já existentes.

20. Que é dado por $y(k,i) = h(k)\ \Delta H(i)/H(k)\ \ P(k)\ \tau(k-i)/30$, onde $\Delta H(i)$ é a expansão realizada no período i, e $\tau(k-i)/30$ é a tributação ajustada para uma usina de idade $k-i$.

21. Nossos cálculos, nos dois modelos, também tributam a energia das usinas novas por depreciação. Essa renda foi, todavia, parcialmente "taxada" pela extração de renda do leilão, logo o investidor incluirá nas suas contas esse pagamento. Da mesma forma, nos dois modelos, não fizemos a distinção entre energia velha estatal ou privada. Sendo tais vieses comuns aos dois modelos, estes não alteram os resultados comparativos.

expansão[22] dos dois tipos de usinas considerados, e o mesmo cenário de crescimento da demanda e oferta de energia. No caso do *pool*, admite-se que o agente regulador irá programar os investimentos de forma a manter o sistema equilibrado. No caso do modelo de mercado, admite-se que os investimentos serão realizados de forma a manter o sistema equilibrado porque o preço da energia foi ajustado de forma a garantir que são rentáveis.

Os resultados das Seções 5 e 6 estão sumariados na Tabela 8 que apresenta o custo da energia para os níveis de taxa de retorno e os níveis de remuneração da energia velha, todos normalizados pelo custo da energia em uma situação em que toda ela é remunerada pelo valor normativo de US$ 39/MWh.

Vale notar que o custo da energia foi calculado, para todos os casos apresentados, supondo a mesma trajetória da demanda e, portanto, essa quantidade pode ser interpretada como um índice da tarifa.

TABELA 8
ÍNDICE DE TARIFA NO MODELO DO *POOL* E NO MODELO VIGENTE ALTERADO

*P**	Mercado		*E(Y|Pool)*				VaR*(Y|Pool)*			
	τ	*E(Y)*	ρ = 0	ρ = 5	ρ = 10	ρ = 15	ρ = 0	ρ = 5	ρ = 10	ρ = 15
13,5	75%	0,71	0,55	0,61	0,68	0,73	0,61	0,67	0,73	0,79
25,0	50%	0,92	0,76	0,82	0,88	0,94	0,81	0,87	0,94	0,99
31,0	36%	1,03	0,76	0,93	0,99	1,04	0,92	0,98	1,04	1,10
34,5	25%	1,10	0,93	0,99	1,05	1,11	0,98	1,04	1,10	1,16
44,0	0%	1,30	1,10	1,16	1,22	1,27	1,15	1,21	1,27	1,33

Os resultados da Tabela 8 indicam que:

- o modelo de *pool* garante o investimento necessário com tarifas menores do que o modelo vigente, admitindo que a energia velha será remunerada até US$ 25/MWh;

- quando é incluída a hipótese de que os empresários adicionarão um *spread* por conta do maior risco regulatório do modelo de *pool*, a vantagem deste modelo é reduzida;

- para todos os níveis de remuneração da energia velha, e para *spread* do risco regulatório entre 10% e 15%, a tarifa esperada do modelo de *pool* é equivalente à tarifa do modelo vigente modificado;

- para todos os níveis de remuneração da energia velha, e para *spread* do risco regulatório entre 5% e 10%, a tarifa do modelo de *pool* em um cenário hidrológico menos favorável é equivalente à tarifa do modelo vigente modificado; e

22. A hipótese de que o custo das usinas é constante é particularmente forte, pois sabe-se que as usinas hídricas apresentam custo marginal de expansão crescente. Essa hipótese simplificadora foi utilizada na metodologia adotada de análise da viabilidade dos investimentos no modelo de mercado, e foi também utilizada no cálculo do custo da energia do modelo de *pool* para que os resultados fossem comparáveis. Em uma eventual versão mais rigorosa deste texto essa hipótese pode ser relaxada, introduzindo a curva de custos marginais crescentes na análise de viabilidade do investimento. De qualquer forma, os autores acreditam que essa hipótese simplificadora não altera as conclusões básicas deste texto.

- para níveis de tributação máximos da energia velha entre 25% e 36%, que equivale a uma remuneração mínima entre US$ 31 e US$ 34,5/MWh da energia velha, o modelo vigente modificado garante o investimento sem modificação do nível médio das tarifas.

Logo, a avaliação do novo modelo de *pool* depende de qual será o seu nível de risco regulatório percebido pelos incumbentes e entrantes do setor. A determinação antecipada desse risco requereria um esforço de pesquisa próprio, embora evidências recentes possam sugerir alguns limites. Recente estudo de Estache, Guasch e Trujillo (2003) apresenta evidências sobre o efeito da introdução de mecanismos regulatórios de controle de preços e descontos de produtividade (*price caps*) nos contratos de infra-estrutura na América Latina. Neste caso, os regulados antecipam perdas devido às restrições de repassar a preços os incrementos de custos nos períodos contratuais de renegociação (geralmente qüinqüenais). Estimativas citadas por esses autores, mostram que o custo anual médio do capital no setor de energia cresce de 14% para 18%, ou seja, um aumento de 4%. Note-se que os casos analisados pelos autores se referem a mercados mais livres (em termos de nível e composição de oferta e de demanda e com contratos privados bilaterais) que o caso do modelo de *pool*. Em suma, seria plausível admitir que um nível risco de 5% seria um limite inferior para o risco de mercados regulados.

A possibilidade de ingerência nos preços no ambiente regulatório brasileiro é reconhecida. Recentemente, tal ingerência foi observada na revisão qüinqüenal de 2003 dos contratos de telecomunicações em que o índice de reajuste contratado foi trocado (de IGP-M para IPCA), gerando uma perda aproximada de 45%. São também comuns as quebras de regras tarifárias nos contratos no setor de saneamento, por exemplo, o conhecido caso da concessão municipal de Limeira nos anos 1990, em que a perda real tarifária chegou a 40% [World Bank (1999)]. Quer dizer, esses percentuais de perda, segundo a Tabela 4, equivaleriam a um risco entre 10% e 15%. Tais níveis são particularmente plausíveis em um cenário recessivo e/ou inflacionário.

Em suma, nossas estimativas mostram que em um cenário de alta incerteza regulatória em relação à atuação do órgão centralizador, a expansão do sistema no modelo de *pool* pode requerer uma tarifa superior àquela do modelo vigente modificado.

Alternativamente, modificando o modelo vigente para capturar a depreciação da energia velha, garantir preços mínimos e criar um mercado futuro de energia, poderá também garantir uma expansão do setor a custos similares com menor risco regulatório. Quer dizer, a expansão do sistema de geração de energia elétrica no Brasil poderia ser assegurada com a adoção de uma regulação fundamentada mais em mecanismos de mercado e menos no uso de instrumentos administrativos centralizadores e potencialmente discricionários.

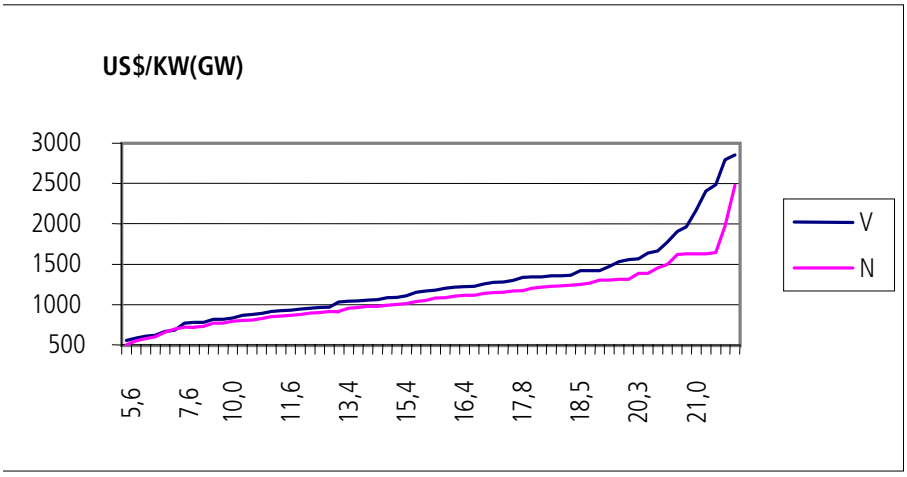
APÊNDICE

ESTIMATIVA DA "QUASE RENDA" EXTRAÍDA NO LEILÃO

O gráfico a seguir apresenta o custo das usinas hídricas, ordenadas pelo seu custo unitário de expansão, previstas em dois planos da Eletrobrás. A figura apresenta um trecho de relação linear e um trecho final não-linear. Foram feitas duas regressões para estimar a curva de oferta, onde *Y* é o custo unitário de expansão e *x* é a oferta acumulada das usinas. A tabela a seguir apresenta o resultado dessa regressão, considerando todos os pontos e descartando os sete últimos (que se referem ao trecho não-linear).

Os resultados sugerem que a margem máxima do comprador é de cerca de US$ 60/kW multiplicado pelo montante de energia licitado por ano — cerca de 2 GW, ou seja, a margem média apropriada pelos consumidores é de US$ 60/kW, o que corresponde a uma redução entre 5% e 10% do custo das usinas.

ESTIMATIVA DO GANHO DO LEILÃO



ANÁLISE DE REGRESSÃO

	V	N	V	N
R-Quadrado	0,73	0,83	0,96	0,98
Erro-padrão	306,83	147,05	62,24	38,54
Observações	67,00	64,00	57,00	57,00
beta	96,55	71,73	66,37	57,74
t(beta)	13,14	17,38	37,77	46,61
Intecepto	–157,07	457,47	166,12	538,68

CUSTOS MÉDIOS

	UTE US$/kW	UTE US$/MWh	UHE US$/MWh
V	500	33	50
N	637	40,6	35

BIBLIOGRAFIA

BARROSO, L. A. N. *Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos — comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado*. UFRJ/NCE, maio 2000 (Dissertação de Mestrado).

BERTSEKAS, D. P. *Dynamic programming and stochastic control*. Academic Press, 1976 (ISBN 0120932504).

CASTRO, A. *Avaliação de investimentos de capital em projetos de geração termoelétrica no setor elétrico brasileiro usando a teoria das opções reais.* PUC-Rio/Departamento de Engenharia Industrial, 2000 (Dissertação de Mestrado).

CRAMTON, P. C., SCHWARTZ, J. Collusive bidding: lessons from the FCC spectrum auctions. *Journal of Regulatory Economics*, v. 17, n. 3, p. 229-252, 2000.

DIXIT, A., PINDYCK, R. *Investment under uncertainty*. Princeton University Press, 1994.

ESTACHE, A., GUASCH, J., TRUJILLO, L. *Price caps, efficiency payofs, and infrastructure contract renegotiation in Latin America*. Presented at the Conference The UK Model of Regulation, LSE, London, Apr. 9, 2003.

FORTUNATO, L. A. M. *et alii*. *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Eduff, 1990 (ISBN 8522801037).

GOMES, L. *Avaliação de termelétricas no Brasil estudando o melhor momento de investimento através de modelos de opções reais*. PUC-Rio/Departamento de Engenharia Industrial, 2002 (Tese de Doutorado).

MOREIRA, A., ROCHA, K., DAVID, P. Thermopower generation investment in Brazil: economic conditions. *Energy Policy* (a ser publicado).

MOREIRA, A., DAVID, P., ROCHA, K. *Regulação do preço da energia elétrica e viabilidade do investimento em geração no Brasil*. IPEA, 2003 (Texto para Discussão, 978).

PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *Electrical Power & Energy Systems*, v. 11, n. 3, 1989.

PEREIRA, M. V. F., CAMPODÓNICO, N., KELMAN, R. Long-term hydro scheduling based on stochastic models. *EPSOM´ 98*, 1998.

PEREIRA, M. V. F. *et alii*. Stochastic stream flow models for hydroelectric systems. *Water Resources Research*, v. 20, n. 3, 1984.

PEREIRA, M. V. F., PINTO, F. Stochastic optimization of a multi-reservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, 1985.

PRATT, J. W. Risk aversion in the small and in the large. *Econometrica*, v. 32, 1964.

PRICE, WATERHOUSE & COOPERS (PWC). *Projeto RE-SEB*. Ministério de Minas e Energia, 1997 (Relatório Final).

WORLD BANK BRAZIL. *Regulations for better water and sewerage services*. Washington: World Bank, 1999 (Report, 18.568).