

TEXTO PARA DISCUSSÃO N° 978

**REGULAÇÃO DO PREÇO DA
ENERGIA ELÉTRICA E VIABILIDADE
DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO
NO BRASIL**

**Ajax R. B. Moreira
Pedro A. M-S. David
Katia Rocha**

Rio de Janeiro, agosto de 2003

TEXTO PARA DISCUSSÃO N° 978

REGULAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA E VIABILIDADE DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO NO BRASIL

Ajax R. B. Moreira*
Pedro A. M-S. David**
Katia Rocha***

Rio de Janeiro, agosto de 2003

* Da Diretoria de Estudos Macroeconômicos do IPEA.
ajax@ipea.gov.br

** Da PUC-RJ.
david@furnas.com.br

*** Da Diretoria de Estudos Macroeconômicos do IPEA.
katia@ipea.gov.br

Governo Federal

Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão

Ministro – Guido Mantega

Secretário Executivo – Nelson Machado



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

Ricardo Varsanoo

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 de Comunicação

Murilo Lôbo

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Uma publicação que tem o objetivo de divulgar resultados de estudos desenvolvidos, direta ou indiretamente, pelo IPEA e trabalhos que, por sua relevância, levam informações para profissionais especializados e estabelecem um espaço para sugestões.

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.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO 1

2 MODELO DO DESPACHO ÓTIMO DE GERAÇÃO HIDROTÉRMICA 3

3 MODELOS DE REGULAÇÃO 6

4 VIABILIDADE ECONÔMICA DA EXPANSÃO DA OFERTA 8

5 PROBLEMA DO REGULADOR 11

6 RESULTADOS 13

7 CONCLUSÃO 19

APÊNDICE 21

BIBLIOGRAFIA 21

SINOPSE

Um dos pressupostos da chamada “desregulamentação” dos mercados de energia elétrica é que a expansão da geração deve ser endógena. No entanto, a desregulamentação do mercado brasileiro não parece ter produzido os efeitos pressupostos e desejados, pois a expansão da geração ocorreu de forma insuficiente, tardia e sob forte incentivo e intervenção estatal, culminando num forte contingenciamento (acionamento) do uso da energia elétrica nas regiões Nordeste e Sudeste, no período de julho de 2001 a março de 2002.

O que ocorreu? Podemos enumerar uma série de problemas de concepção e implementação do marco regulatório, mas e quanto à formação do preço da energia? No marco regulatório vigente o preço da energia é determinado pelo modelo de otimização dos recursos de geração (despacho da geração). Seria esse modelo eficaz para viabilizar e atrair os investimentos necessários para garantir a expansão endógena da geração? A resposta parece ser que o modelo vigente *não* é eficaz para viabilizar a expansão endógena da oferta.

Neste artigo identificamos a causa da ineficácia do modelo vigente na sinalização (atração e viabilização) da expansão da oferta e propomos modelos alternativos de regulação para a geração de energia elétrica, que modificam os critérios do despacho de forma a garantir a viabilidade do investimento em geração. Os resultados são analisados segundo o critério de viabilização/atração de investimento para a expansão marginal da oferta, ao menor custo de energia elétrica para o consumidor final.

ABSTRACT

A basic assumption and purpose of the power markets deregulation is that the required power generation expansion shall be self financed.

However, it seems that something went terribly wrong in the Brazilian power market deregulation, since the required power generation expansion did not happen as needed, resulting in a 20% power curtailing, during nine months (from July 2001 to March 2002).

What has happened? Apart from conception and implementation errors, we could ask if the spot price was signaling the required production expansion. Under the existing Brazilian power market regulatory framework, the spot price is determined by the model that optimizes the generation resources. Would the revenues obtained by the production under this model, be enough to attract and make the investments in generation expansion feasible? It seems that the answer to this question is no.

In this study we have identified the main cause for the ineffectiveness of the current model and propose some alternatives to modify it, in order to make the required investments in power generation, feasible and attractive, at the least cost for the consumers.

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidrelétrica,¹ com diversas bacias hidrológicas energeticamente integradas através de uma extensa rede de transmissão, que cobre quase todo o país. A fluência hídrica segue um padrão temporal marcadamente sazonal e de grande variabilidade, sobretudo nos meses úmidos. Essas características implicam a necessidade de construção de reservatórios de grande capacidade de acumulação.²

A utilização ótima dos recursos hídricos é um problema estocástico intertemporal, cujo objetivo é minimizar o custo operativo do sistema, ao longo do tempo,³ que no atual modelo de mercado é resolvido de forma cooperativa e centralizada.⁴ Este modelo determina o despacho (produção) de toda a geração e também o preço da energia no mercado à vista⁵ (preço *spot*), que é a razão entre o incremento do custo operativo com os recursos existentes e o incremento da demanda, ou seja, o preço *spot* é o custo marginal de operação (CMO).

Um dos pressupostos mais importantes dos mercados de energia elétrica, especialmente após a reestruturação do setor elétrico brasileiro, é o da expansão auto-sustentada da capacidade de produção, ou seja, a renda dos agentes de produção obtida com a venda da energia deverá viabilizar não só a operação, mas também a expansão do sistema. Essa questão é especialmente crítica num sistema com demanda crescente, como o brasileiro.⁶

Em um sistema com geração predominantemente hidrelétrica, o preço da energia, a produção hidrelétrica e termelétrica e, conseqüentemente, a renda das usinas são afetados pela incerteza hidrológica. No modelo de mercado vigente,⁷ a produção e o preço são controlados indiretamente através da valoração do “custo do déficit de energia”.

O episódio de racionamento⁸ de energia elétrica, ocorrido no Sudeste e Nordeste do Brasil no período de julho de 2001 a março de 2002, revelou a inadequação do

1. No Brasil, atualmente, a capacidade de geração hidro corresponde a quase 90% da capacidade total e a produção de energia por geração hidro corresponde a quase 95% da produção total, observando-se que Itaipu (binacional) foi considerada nesses números.

2. Atualmente, a capacidade total dos reservatórios é suficiente para abastecer toda a demanda brasileira durante cerca de quatro meses e meio.

3. O horizonte de planejamento considerado na operação do sistema é de cinco anos.

4. O despacho é determinado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que é uma entidade autônoma e representativa de todos os agentes produtores e consumidores de energia elétrica, e que segue procedimentos aprovados e fiscalizados pelo governo federal através da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

5. Mercado atacadista de energia (MAE).

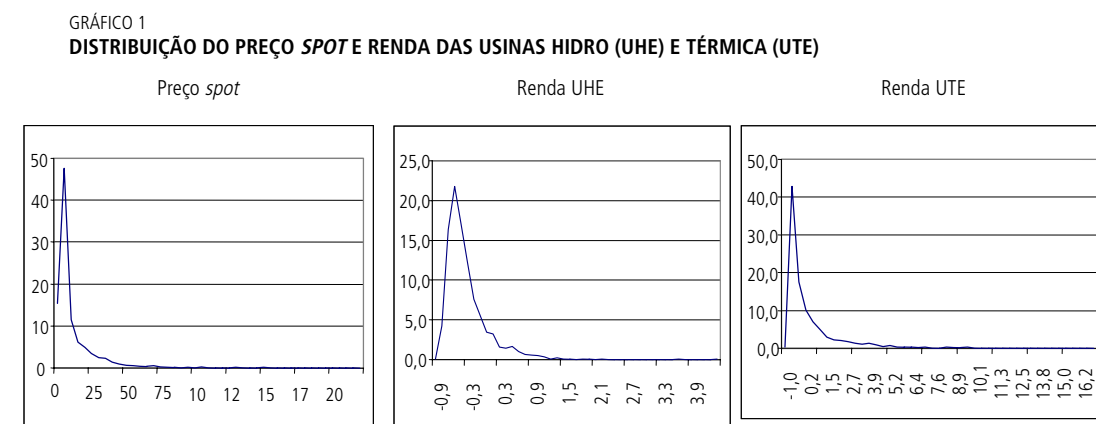
6. A taxa histórica de crescimento da demanda é da ordem de 4% a 6% a.a.

7. O mercado brasileiro opera de forma regulada, isto é, o despacho e o preço *spot* são determinados através do modelo de otimização dos recursos de geração.

8. Redução compulsória de 20% da demanda normal.

desenho atual da regulação. Diversos fatores podem ser apontados como causadores do subinvestimento, a incerteza regulatória ou a incerteza hidrológica.

O efeito da incerteza hidrológica sobre o preço da energia e sobre a renda das usinas é ilustrado no Gráfico 1, que apresenta a distribuição de probabilidades destas quantidades estimadas utilizando o atual modelo de despacho da geração. Pode-se observar a extrema assimetria e a dispersão das distribuições.



Neste artigo propomos: *a*) modelos alternativos de despacho da geração de energia elétrica, que modificam os critérios do despacho de forma a viabilizar economicamente a expansão da geração; e *b*) critérios para o regulador avaliar os modelos propostos.

Para a realização deste estudo implementamos a solução do despacho ótimo de geração hidrotérmica, através de programação dinâmica estocástica (PDE), num sistema simplificado, com uma hidrelétrica e um conjunto de termelétricas, mas sem considerar restrições nem perdas na transmissão. Aqui, foram utilizados dados reais (capacidade, demanda, afluência, custos marginais de operação e de investimento) do subsistema do Sudeste brasileiro, que contém a maior parte da geração e da carga do sistema brasileiro, a fim de poder inferir conclusões cabíveis sobre o modelo vigente.

A viabilidade dos investimentos é analisada sob o critério tradicional do valor presente líquido (VPL) e também sob a metodologia das opções reais [Trigeorgis (1996) e Schwartz e Trigeorgis (2001)], que valora as flexibilidades gerenciais em presença de incertezas diversas, tais como adiamento, suspensão, ampliação ou redução de escala etc.

Vários trabalhos já aplicam opções reais na análise de investimentos em geração elétrica [Deng (1998), Deng, Johnson e Sogomonian (1998) e Tseng e Barz (1997)]. Nossa abordagem difere desses trabalhos no sentido de que não dispomos de uma expressão analítica para a distribuição de probabilidade do preço *spot* da energia e da receita das usinas como nos trabalhos citados, mas de um modelo de despacho ótimo de carga que tem como resultado a distribuição de probabilidade empírica daquelas variáveis. No mercado brasileiro, alguns trabalhos [Gomes (2002), Castro (2000) e Moreira, Rocha e David (2003)] aplicam a teoria das opções na análise da viabilidade econômica de investimentos em geração. Nossa abordagem difere da utilizada nesses

trabalhos ao considerar alternativas ao modelo de despacho nessa análise de viabilidade.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 descreve o modelo vigente de despacho da geração hidrotérmica, a Seção 3 descreve os modelos de regulação propostos, a Seção 4 apresenta os critérios e a metodologia de análise da viabilidade econômica dos investimentos na expansão da oferta, a Seção 5 apresenta o problema do regulador, a Seção 6 os resultados e, finalmente, a Seção 7 conclui o trabalho.

2 MODELO DO DESPACHO ÓTIMO DE GERAÇÃO HIDROTÉRMICA

A aplicação direta da PDE a problemas de grande porte, com múltiplos reservatórios e múltiplos estados por reservatório, é inviável, uma vez que o número de combinações de estados e reservatórios é explosivo.⁹ Uma solução iterativa e aproximada, conhecida como “programação dinâmica dual estocástica” (PDDE) [Pereira e Pinto (1985)], viabiliza a solução computacional de sistemas de grande porte com múltiplos estados. No entanto, nosso estudo, ao utilizar o sistema simplificado descrito anteriormente, possuindo um único reservatório e duas variáveis de estado (afluência e estoque), permite utilizar a PDE, que preferimos por propiciar uma compreensão direta da solução e permitir a aferição do efeito de alternativas estudadas em todos os estados do sistema.

O despacho de geração hidrotérmica é um problema de escolha intertemporal, sob incerteza, do uso das reservas hídricas armazenadas nos reservatórios, que pode ser colocado como um problema de minimização do custo operativo para todo o horizonte temporal de $t = 0$ até T , e para os possíveis estados da natureza (estoque e afluência) $W_t(e_t, a_t)$, através da política ótima de despacho da geração hidro (h^*),¹⁰ onde $w_t(\cdot)$ se refere ao custo de operação do sistema e β à taxa de desconto intertemporal de 10% a.a.

$$W_0(e_0, a_0) = \min_{h^*(e_t, a_t, t)} \sum_{t=0}^T w_t(e_t, a_t, h_t) \cdot \beta^t \quad (1)$$

Dado que a disponibilidade de energia armazenada (5) e a afluência hídrica (6) possam ser representadas como processos markovianos,¹¹ e que a função objetivo (1) é separável no tempo, o problema do despacho ótimo da geração hidrotérmica pode ser descrito como um problema de PDE [Bertsekas (1976)]. Aplicando o princípio da otimalidade de Bellman, pode-se escrever o problema anterior como o somatório do

9. Essa questão é conhecida na literatura como “maldição da dimensionalidade” (*curse of dimensionality*).

10. É possível mostrar que no ponto de operação ótima, dado h , o despacho das demais usinas fica completamente caracterizado.

11. Neste estudo consideramos a demanda como um processo determinístico e o custo do combustível como constante. No entanto, eles podem ser efetivamente descritos como processos estocásticos markovianos, como em Moreira, Rocha e David (2003).

custo imediato e do valor esperado descontado do custo operativo futuro $W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1})$, como descrito pela seguinte equação recursiva:¹²

$$W_t(e_t, a_t) = \min_{h^*} [w(e_t, a_t, h_t) + \beta \cdot E_t\{W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t)\}] \quad (2)$$

O custo imediato $w(\cdot)$ é a soma do custo da geração térmica complementar ($c_n g_{n,t}$) e da penalização pelo eventual déficit ($f_i d_{i,t}$), que, por sua vez, são dados pela diferença entre a demanda atual D_t e o despacho hidrelétrico h .

$$w(e_t, a_t, h_t) = \sum_n c_n g_{n,t} + \sum_i d_i f_{i,t} \quad (3)$$

$$\sum_n g_{n,t} + \sum_i d_{i,t} = D_t - h_t \quad (4)$$

onde:

$g_{n,t}, f_{i,t}$ = produção do n -ésimo gerador térmico e profundidade do déficit (i -ésimo patamar); e

c_n, d_i = custo marginal de operação da n -ésima térmica e do i -ésimo patamar de déficit.¹³

Uma vez que as térmicas são despachadas em ordem crescente de custo marginal, o custo da geração térmica complementar é uma função convexa crescente da demanda. Analogamente, a penalização de déficit é também uma função convexa crescente da demanda não atendida (o custo de déficit é escalonado em quatro patamares de profundidade do déficit, medido como percentagem da demanda). Assim, o custo imediato é uma função convexa crescente da diferença entre a demanda e o despacho hidrelétrico.

O estoque (volume armazenado no reservatório) evolui segundo a equação de balanço hídrico, sujeita à restrição de capacidade de armazenamento e de estoque mínimo requerido (suposto = 0), onde a_t é a afluência no período:

$$e_{t+1} = e_t + a_t - h_t \quad E^{\min} \leq e_{t+1} \leq E^{\max} \quad (5)$$

A afluência hídrica evolui como um processo estocástico, sazonal e auto-regressivo,¹⁴ condicionalmente estacionário (variância sazonal), conhecido como modelo PAR (*periodic auto regressive*):

$$(\hat{a}_{t+1} - \mu_{m+1})/\sigma_{m+1} = \phi_1 (a_t - \mu_m)/\sigma_m + \varepsilon_t \quad \varepsilon_t \sim N(0, \sigma) \quad (6)$$

12. No cálculo dessa expressão é necessário considerar estados da natureza fora da grade estabelecida, o que corresponde à definição das condições de contorno. Admitiu-se: a) extrapolação linear nos estados de afluência; b) no limite superior do estoque de água, o valor da água é 0, ou seja, a variação da função valor é nula; e c) no limite inferior do estoque, o montante inferior ao mínimo (0) foi penalizado de uma forma semelhante à produção da energia virtual do déficit.

13. Apresentados em tabela no Apêndice.

14. Neste estudo, por uma questão de simplificação, aproximamos o processo da afluência por um modelo PAR, de ordem 1. De fato, a afluência das bacias hidrográficas brasileiras pode ser modelada com ordens superiores, podendo chegar a seis. No entanto, o modelo PAR(1) explica a maior parte do processo estocástico da afluência e foi suficiente para o estudo.

No modelo vigente,¹⁵ o preço da energia no mercado à vista (preço *spot*) P é dado pelo custo marginal de operação (π), que é o custo de atendimento demanda, ou seja, o incremento de custo operativo decorrente de um aumento da demanda, no ponto ótimo de operação:

$$P_t = \pi_t = \partial W_t / \partial D_t \quad (7)$$

2.1 DINÂMICA DA DEMANDA E DOS FATORES DE PRODUÇÃO

Neste trabalho, consideramos que a demanda evolui com uma taxa de crescimento η , constante e conhecida:¹⁶

$$D_t = D_0 e^{\eta t} \quad (8)$$

A oferta global de energia S_t (hídrica e térmica) é dada exogenamente.

Vale observar que neste estudo estamos considerando a expansão marginal da oferta, que não afeta a taxa de escassez, predefinida. A composição da oferta de energias hidro e térmica é suposta constante e predeterminada:

$$H_t/S_t = H_0/S_0 \quad (9)$$

A afluência hídrica é considerada em termos do seu equivalente energético (energia natural afluenta), ou seja, ela é valorada pela quantidade de energia que o fluxo hídrico é capaz de gerar. Portanto, a afluência média sazonal $\mu_{m,t}$ e o respectivo desvio-padrão $\sigma_{m,t}$ são proporcionais à capacidade de geração hidro.

$$\mu_{m,t} / \mu_{m,0} = H_t/H_0 \quad (10a)$$

$$\sigma_{m,t} / \sigma_{m,0} = H_t/H_0 \quad (10b)$$

onde o índice m se refere ao período sazonal (mês).

Da mesma forma que na afluência hídrica, o estoque também é considerado em termos do seu equivalente energético (energia que pode ser produzida pelo estoque) e, portanto, a capacidade máxima E^{\max} evolui em termos energéticos, acompanhando a evolução da geração hidro:

$$E_t^{\max} / E_0^{\max} = H_t/H_0 \quad (11)$$

onde H_t , H_0 , G_n , G_0 são, respectivamente, a capacidade de geração hidro no período t e no período inicial, a capacidade de geração das n térmicas já existentes, a capacidade

15. O modelo de mercado com formação de preço dado pelo despacho centralizado, segundo uma função de valor social (minimização do custo operativo), é conhecido no setor elétrico como "mercado cooperativo" (*tight pool*), em contraposição ao modelo de mercado com formação de preço dado por oferta e procura, conhecido no setor elétrico como "mercado competitivo" (*loose pool*). Uma discussão mais aprofundada dos modelos de formação de preço pode ser encontrada em Barroso (2000).

16. De fato, a demanda é um processo estocástico sazonal de reversão à média, mas tanto a sazonalidade quanto a incerteza da demanda agregada do subsistema Sudeste, considerado neste estudo, são relativamente pequenas se comparadas à da afluência hídrica e, para os fins deste estudo, puderam ser desprezadas.

de geração no período t da usina térmica mais eficiente, e com potência nominal crescente ao longo do horizonte.

2.2 CUSTO DE DÉFICIT

O custo de déficit é definido por regulamentação¹⁷ como uma função progressiva do nível do déficit de energia baseada numa estimativa da perda econômica devido ao não-fornecimento de energia e objetivando garantir que o custo marginal de operação do sistema seja igual ao custo marginal de expansão. No entanto, o custo de déficit não tem se mostrado eficaz como sinalizador da expansão/indutor de investimentos.

A pouca eficácia do custo de déficit como sinalizador/indutor da expansão deve-se fundamentalmente ao fato de que a faixa de incerteza coberta pelo despacho em cada período é muito pequena, só atingindo estados (cenários) de déficit se o estado (estoque, afluência) for muito degradado, ou seja, se o sistema já estiver em desequilíbrio (escassez) estrutural significativo.

Finalmente, é importante observar que, na metodologia adotada no modelo vigente, a determinação do custo de déficit está desvinculada do critério de expansão do sistema e salientar que, num ambiente competitivo, os agentes econômicos requerem um retorno suficientemente alto para compensar os riscos, o que não é capturado pelo custo de déficit.

3 MODELOS DE REGULAÇÃO

Partindo do pressuposto de expansão autógena do sistema, o equilíbrio econômico do sistema, indicado pela igualdade entre o CMO e o custo marginal de expansão (CME), é obtido indiretamente quando a viabilidade econômica da expansão da oferta (geração) é garantida pela renda obtida pela venda da energia no mercado à vista.¹⁸

Os modelos alternativos, descritos a seguir, modificam a função valor do despacho de geração [equação (2)], de modo a viabilizar a expansão marginal da oferta, e dessa forma obter o equilíbrio econômico do mercado. Cada modelo possui um parâmetro de controle (ϕ).

3.1 MODELO DE AVERSÃO AO RISCO

A teoria microeconômica [MAS-Collel, Whinston e Green (1995)] mostra que a atitude de um agente diante de um resultado incerto pode ser modelada por uma “função utilidade” (desutilidade no caso de o resultado ser um custo). Aplicando o conceito de função desutilidade ao custo futuro, podemos modelar a aversão ao risco de déficit, como indicado na equação (12):

$$W_t(e_t, a_t) = \min_{t^*} [w(e_t, a_t, h_t) + U^{-1}(E\{U(W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t))\})] \beta \quad (12)$$

17. Resolução GCE-109/2001.

18. A entidade que opera o mercado à vista de energia elétrica no Brasil é o MAE.

Onde $U(x) = x^\phi/\phi$ $\lambda > 1$.

3.2 MODELO DO ESTOQUE MÍNIMO

Como já mencionado, a principal causa da ineficácia do custo de déficit como indutor da expansão é que a faixa de incerteza coberta pela decisão de um período mensal para o seguinte é muito pequena e só alcança estados de escassez quando o estado de origem já é bastante degradado, e também que a previsão da afluência em longo prazo tende para a média histórica, resultando numa probabilidade quase nula dos estados de escassez.

Uma forma conservativa de evitar os estados de extrema escassez é penalizar o “deplecionamento” do estoque quando ele atingir/ultrapassar o nível crítico (E_{t+1}^{\min}), que é estabelecido a partir de uma simulação supondo a repetição das piores séries históricas de afluência.

$$W_t(e_t, a_t) = \min_{h_t} [w(e_t, a_t, h_t) + \beta E_t\{W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h)\}] \quad (13)$$

$$w(e_t, a_t, h_t) = \max \{ \sum_n c_n g_{n,t} + \sum_i f_i d_{i,t}, \pi_e [E_{t+1}^{\min} - e_{t+1}]^+ \} \quad (14)$$

onde:

$$[E_{t+1}^{\min} - e_{t+1}]^+ = \max [E_{t+1}^{\min} - e_{t+1}, 0]; \quad E_{t+1}^{\min} = \phi E^{\max} \theta_m(t) \quad (15)$$

A penalidade (π_e) aplicada à violação do nível crítico de estoque (E_{t+1}^{\min}) é igual ao máximo custo marginal de geração térmica, de modo a forçar a operação de todas as térmicas para minimizar o deplecionamento do estoque abaixo do nível crítico.¹⁹

3.3 MODELO DO PREÇO MÍNIMO

Num sistema tão fortemente hidrelétrico como o brasileiro, a geração térmica tem um papel importante para a complementação energética durante os períodos de baixa afluência, mas sua produção anual é muito baixa,²⁰ o que torna praticamente inviável o investimento em geração térmica com o fluxo de caixa obtido pela venda da energia.

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 por uma renda complementar à da venda da energia, e que seria obtida como uma indenização pela capacidade disponível da geração térmica sempre que ela não estiver sendo despachada, ou seja, estiver com capacidade ociosa, o que ocorre quando o preço *spot* é inferior ao seu custo marginal.

O modelo do preço mínimo impõe um limite inferior ao preço *spot* [equação (16)] e remunera as usinas térmicas não-despachadas [equação (17)].

19. Onde θ_m é a curva que informa a flutuação sazonal do menor valor esperado do nível dos reservatórios.

20. Estamos supondo que os geradores térmicos podem operar com total flexibilidade, ou seja, só são despachados quando requeridos para otimização energética do sistema.

$$P_t = \max(\phi, \partial W_t / \partial D_t) \quad (16)$$

$$\Delta y_t(\phi) = \sum_{m \in M(\phi)} (\phi - c_m) G_m \quad M(\phi) = \{n \mid \pi_t \leq c_n \leq \phi\} \quad (17)$$

Este modelo propõe uma remuneração pela disponibilidade de potência que preserva o incentivo econômico. Usinas térmicas de custos marginais maiores têm menor renda esperada, seja porque é menor a chance de ter direito ao mecanismo de compensação, seja porque a sua margem é menor.

3.4 MODELO DA MARGEM MÍNIMA

O modelo da margem mínima incorpora no custo imediato do sistema uma margem para remunerar os custos de investimento das usinas. A margem adicional das usinas térmicas é definida como uma fração do custo do seu investimento por unidade de potência (I_c), e a margem das hídricas é definida considerando o custo de longo prazo, limitado pelo custo marginal da térmica mais eficiente.

$$w(e_t, a_t, h_t) = \sum_n c_n g_{n,t} + \sum_i f_i d_{i,t} + x_H h_t + \phi I_G \sum_n g_{n,t} \quad (18)$$

$$x_H = \min [\phi I_H, c_0 + \phi I_G] \quad (19)$$

4 VIABILIDADE ECONÔMICA DA EXPANSÃO DA OFERTA

A condição de equilíbrio de longo prazo entre oferta e demanda de energia depende da nova energia ofertada e, portanto, da decisão de investimento na expansão da geração, que pode ser discutida em três contextos, com graus crescentes de complexidade: *a*) admitir que a decisão de investimento refere-se a um investidor marginal que não altera a oferta de energia, que é suposta conhecida e dada de forma exógena; *b*) admitir que exista apenas um investidor monopolista, que observa uma renda que depende do grau de desequilíbrio no sistema; e *c*) admitir vários investidores que competem pela expansão da oferta, que é obtida de forma endógena, configurando um modelo de jogo simultâneo estocástico.

Neste texto, vamos considerar que a expansão do sistema é realizada por um investidor marginal, sendo os outros contextos sugestões para trabalhos posteriores.

O objetivo do regulador é utilizar a energia armazenada da forma mais eficiente, minimizando o custo de operação do sistema, e ainda viabilizar a expansão do sistema ao menor custo para o consumidor. Estes objetivos interligados não estão, necessariamente, em conflito. O uso eficiente da energia relaciona-se à questão da minimização do custo de operação, gasto com geração térmica, e o segundo objetivo relaciona-se à questão da remuneração das usinas.

Ao escolher o despacho ótimo, o regulador influencia a renda das usinas e, portanto, a renda esperada dos novos investimentos em geração, tornando-os mais ou menos atraentes.

O interesse nos novos investimentos será visto sob a ótica do investidor marginal, que considera a oferta global de energia dada e pode decidir segundo critérios tradicionais, como o de VPL, diferença entre o valor presente esperado das rendas futuras e o custo do investimento, ou ainda de acordo com a metodologia de

opções reais, considerando o momento ótimo de investimento em presença de incertezas econômicas.

A metodologia do VPL escolhe projetos cujo valor é positivo. Entretanto, observam-se diversos casos de projetos com VPL positivo, que, por decisões gerenciais, não são implementados, e, por outro lado, casos de projetos implementados com VPL negativo. Razões estratégicas, valores intangíveis e incertezas devem, portanto, ser considerados na quantificação econômica de um projeto.

Caso o investidor possa escolher o momento ótimo de investimento, a incerteza econômica ou técnica pode recomendar o adiamento do investimento mesmo quando o VPL é positivo. Esta questão é considerada pela abordagem de opções reais [Dixit e Pindyck (1994)], que mostra que o investidor pode auferir ganhos expressivos, em especial ao se considerar investimentos de baixo VPL, ou seja, opções *at-the-money*.

Investimentos em geração elétrica no Brasil apresentam características particulares, como a grande variabilidade da receita estimada do produtor, incertezas regulatórias e custos irreversíveis de grande magnitude. A variabilidade da receita do produtor decorre da volatilidade do preço *spot* da energia e da quantidade de energia gerada, que são influenciados pela incerteza da afluência hidrológica brasileira. Essas características, aliadas à incerteza regulatória, depreciam os investimentos no setor.

Neste trabalho, enfocamos somente a viabilidade *econômica*, que decorre da venda da energia ao preço *spot*, mas não tratamos da viabilidade *financeira*, proporcionada pelos contratos de longo prazo.

É importante ressaltar que o equilíbrio financeiro dos agentes de produção e consumo e o financiamento da expansão através de esquemas de *project finance* requerem o estabelecimento de contratos de longo prazo²¹ na quase totalidade²² da capacidade de geração.²³

No entanto, os contratos são meros derivativos e, portanto, não agregam valor econômico,²⁴ apenas valor financeiro ao reduzir a exposição dos agentes à incerteza do preço à vista.

Neste estudo enfocamos o investimento marginal na expansão da oferta, ou seja, o investimento em 1 Mw de geração no sistema elétrico brasileiro (submercado Sudeste). Supomos que a opção expira em quatro anos²⁵ e que a potência agregada do investimento ao sistema é pequena em comparação à sua magnitude. O custo de

21. Os contratos de longo prazo são conhecidos como *power purchase agreements* (PPA).

22. A regulamentação vigente requer a contratação de 95% da demanda.

23. A capacidade de geração considerada nos contratos é denominada "energia assegurada". Ela é a parcela de contribuição daquela geração para o atendimento ao sistema no "período crítico", no qual a possibilidade de déficit atinge o patamar de 5%.

24. Supondo que o preço dos contratos seja determinado livremente pelo mercado, em função da expectativa do preço *spot*.

25. Na verdade, o tempo de expiração da opção é infinito, ou seja, em qualquer instante de tempo o investidor marginal pode escolher exercer o investimento em geração. Escolhemos quatro anos como período razoável de regulação, pois acompanha o período de governo.

investimento (preço de exercício da opção) é de US\$ 1.650/kW²⁶ para geração hidro e US\$ 650/kW para geração térmica. O valor presente da renda obtida com a venda da energia é descontado a uma taxa exógena ρ de 15% a.a.²⁷

Em cada período e estado do sistema (estoque e afluência), a renda líquida correspondente a 1 Mw, obtida por um gerador térmico totalmente flexível ($r_{0,t}$), que é o produto de sua geração com a diferença entre o preço *spot* e o seu custo marginal de operação; de forma semelhante, a renda líquida de um gerador hidro ($r_{h,t}$) corresponde ao produto da sua geração com o preço *spot*:

$$r_{0,t}(e_t, a_t) = (P_t(e_t, a_t) - c_0) g_{0,t}(e_t, a_t)/G_{n,t} \quad (20a)$$

$$r_{h,t}(e_t, a_t) = P_t(e_t, a_t) h_t(e_t, a_t)/H_t \quad (20b)$$

onde:

$g_{0,t}$ = produção do gerador térmico mais eficiente (considerado na expansão marginal); e

$G_{0,t}$ = potência (capacidade nominal de produção por período) do gerador térmico mais eficiente.

Vale observar que r é a renda líquida marginal (\$/Mw), decorrendo daí a divisão da renda pela capacidade $G_{0,t}$, H_t e que estamos supondo que a usina térmica é totalmente flexível.

O valor presente da renda em cada estado do sistema é definido como o valor esperado descontado de todas as rendas instantâneas para toda a vida útil da usina (N anos), calculado integrando nas trajetórias de afluência e considerando a função de reação do despacho hídrico ótimo.

$$R_t(e_t, a_t) = E_t \left\{ \sum_{i=t}^{t+N} r_i(e_i, a_i) \rho^i \right\} \quad (21)$$

Segundo o critério do VPL, o investimento é realizado imediatamente, caso o valor esperado da usina seja maior do que o custo do investimento: $R_t(e_t, a_t) \geq I$.

26. O custo marginal de investimento em geração hidro é extremamente variável e dependente da escala. Neste estudo nos baseamos nos projetos de média escala, com reservatórios pequenos, ou seja, usinas "a fio d'água".

27. Essa é a taxa estimada para investimentos em geração no sistema elétrico brasileiro pelo estudo da Price, Waterhouse & Coopers (PWC) (Projeto RE-SEB1997) para reestruturação do setor elétrico brasileiro.

Conforme o critério de opções,²⁸ deve-se determinar a regra ótima de investimento, ou seja, decidir, até a expiração da opção, o momento ótimo de exercício, no qual o investidor recebe o valor presente esperado da renda da usina ao desembolsar o custo do investimento.

Na expiração da opção, vale a regra do VPL, e o valor da opção de investimento é dado por:

$$C_T(e_T, a_T) = \max [R_T(e_T, a_T) - I, 0] \quad (22)$$

Em qualquer instante do tempo antes da expiração, o valor da espera pode superar o do investimento imediato e, portanto, o valor da opção é dado pelo máximo entre “investir” ou “esperar”:²⁹

$$C_t(e_t, a_t) = \max \{R_t(e_t, a_t) - I, E_t[C_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1}) \rho]\} \quad (23)$$

Em geral, observamos que, mesmo para VPL positivos, o detentor da opção pode decidir esperar por melhores condições.

5 PROBLEMA DO REGULADOR

No atual desenho do sistema elétrico brasileiro espera-se que os novos investimentos sejam realizados pelo setor privado, e por isso é crítico o interesse pelo investimento nos termos discutidos na seção anterior. De outro lado, o sistema deve ser desenhado de forma que a condição de viabilidade dos investimentos seja alcançada ao menor custo para o consumidor. No entanto, essas duas quantidades, a renda esperada dos novos investimentos e o custo da energia, variam com os estados de afluência e estoque que são incertos.

Para considerar essas questões, o problema do regulador foi definido como:

- investidor é marginal e não altera a capacidade de geração que está dada;
- escolher um dos modelos de regulação (\mathcal{M});
- para cada modelo de regulação o parâmetro (ϕ) é ajustado de forma a minimizar o custo da energia com a condição de o investimento ser viável;
- condição que deve ser atendida para a maioria dos estados da natureza; e
- ser estável ao longo do tempo.

28. O valor da opção de investimento deve ser visto com cautela, uma vez que, ao postergar o investimento, o agente depara-se com um custo de oportunidade que equivale à possibilidade de outros investidores o realizarem, expandindo a geração, e se apropriando das rendas instantâneas. Nesse caso, a opção de esperar pode diminuir o valor do ativo em questão. Resta verificar se o modelo que viabiliza investimentos em geração pela regra do VPL induz ao exercício imediato da opção.

29. Utilizamos, neste estudo, a abordagem da programação dinâmica em vez de ativos contingentes, assim como discutido em Dixit e Pindyck (1994), uma vez que não dispomos de um mecanismo de arbitragem para o valor da usina, visto que se constitui de uma distribuição de probabilidade empírica e a determinação do prêmio de risco para o preço *spot* não é imediata.

Formalmente, o regulador escolhe um período representativo t^* , e escolhe a combinação (M, ϕ) que minimiza o custo da energia para o consumidor com a condição de que o VPL (opção) seja positivo (exercida) com probabilidade de 95% para cada tipo de usina térmica e hídrica.

$$\text{VPL: } \text{Min}_{\phi, M} Y_{t^*}(\phi, M), \text{ tal que } \text{Pr}(R_{t^*}(\phi, M) > I) > 95\% \quad (24)$$

$$\text{Opção: } \text{Min}_{\phi, M} Y_{t^*}(\phi, M), \text{ tal que } \text{Pr}(R_{t^*}(\phi, M) - I > C_{t^*}(\phi, M)) > 95\% \quad (25)$$

onde o custo da energia para o consumidor é medido pelo valor presente esperado dos pagamentos feitos pelos consumidores durante o horizonte de planejamento T , ou seja, do produto do preço *spot* com a demanda do sistema, como mostra a equação (26), que é calculado integrando nas trajetórias de afluência e considerando a fundação de reação do despacho hídrico ótimo.

$$Y_t(e_t, a_t) = E_t \left\{ \sum_{i=t}^T (P_i(e_i, a_i) - D_i + \Delta y_i) \beta^i \right\} \quad (26)$$

Para resolver este problema é necessário acessar as distribuições de probabilidade da renda das usinas (R), do valor da opção de investimento (C) e do custo da energia elétrica (Y), distribuições que são produzidas pelo modelo de despacho ótimo, modelo que pode ser especificado com diferentes modelos de regulação (M) ajustado com o parâmetro de controle ϕ .

Para cada caso (M, ϕ) , o modelo de despacho ótimo determina para cada estado da natureza as funções: despacho ótimo das hídricas (h); preço *spot* da energia (P); custo esperado da eletricidade para o consumidor final (Y); valor esperado da renda das usinas hídricas e térmicas (R_h, R_t); e valor da opção de investimento nessas usinas (C_h, C_t). As distribuições de probabilidade destas variáveis em cada período de tempo, necessárias para a solução do problema do regulador, podem ser obtidas por simulação³⁰ das variáveis $\{e_t, a_t\}$.³¹

Como o processo estocástico dessas quantidades é estacionário,³² as suas distribuições num certo período ficam estáveis quando o efeito da condição inicial é eliminado. Resultados empíricos sugerem que após 24 meses essa condição é alcançada. Foram simuladas 3 mil trajetórias de afluência, e simulado o funcionamento do sistema a partir do estado inicial do sistema (e_0, a_0) , e levantada

30. Os estados da natureza não são equi-prováveis, o processo da afluência é estacionário e o do estoque é regulado. A distribuição de probabilidade desses estados e, portanto, de todas as variáveis deles derivadas foi calculada empiricamente, simulando, dada a condição inicial atual, a trajetória de afluência $\{a_t\}$ utilizando o modelo PAR(1), e trajetórias do estoque $\{e_t\}$ utilizando a função de reação (despacho hidro) $h(e_t, a_t, t)$, calculada anteriormente, e a equação de balanço hídrico (6).

31. Essas funções são calculadas para a grade de estados da natureza, e os valores de cada caso para os estados fora da grade são determinados por interpolação linear.

32. A afluência é um processo de reversão à média, e o estoque é um processo regulado condicional a um processo estacionário.

empiricamente a distribuição de todas as quantidades mencionadas no parágrafo anterior, utilizando as funções calculadas no modelo de despacho ótimo.

Os modelos apresentados consideram um horizonte de 30 anos,³³ onde nos quatro primeiros anos os investidores têm a opção de investir numa usina de vida útil de 20 anos.³⁴ O problema do regulador, e portanto o valor crítico do parâmetro de controle (ϕ), está definido para cada um dos modelos de regulação (M), para cada tipo de usina {hídrica, térmica} e para cada um dos critérios de decisão, respectivamente $\{\phi_{,H}^V, \phi_{,T}^V, \phi_{,H}^O, \phi_{,T}^O \mid M\}$.

Os valores críticos obtidos³⁵ com os dois critérios de decisão de investimento podem ser vistos como delimitadores do valor relevante para o parâmetro de controle ϕ :

- se $\phi \geq \phi^V$, a probabilidade de o investimento ser rentável é $\geq 95\%$; e
- se $\phi \geq \phi^O$, a probabilidade de o investimento ser realizado imediatamente (não adiado) é $\geq 95\%$.

A metodologia de análise pode ser resumida da seguinte forma:

- a) dado o parâmetro de regulação (ϕ), o modelo de despacho ótimo determina o preço da energia, o despacho das usinas e o custo da energia;
- b) dados os resultados do modelo, o investidor determina a renda da usina e o valor da opção de investimento; e
- c) o regulador escolhe o parâmetro (ϕ), de forma a minimizar o custo para o consumidor e viabilizar o investimento.

6 RESULTADOS

Este estudo foi baseado na configuração atual (2003) do Sudeste brasileiro, considerado como um sistema isolado,³⁶ representado de forma simplificada, com uma usina hidro equivalente, com capacidade de geração de 43 GW e capacidade de armazenamento de 178 GW médios,³⁷ e quatro usinas térmicas, agregadas por patamares de custo marginal, totalizando 4 GW. Não foram consideradas restrições de transmissão, nem perdas de energia. Em termos energéticos, na configuração representada, o valor médio anual da afluência hídrica, representada em termos do

33. Descartamos os últimos seis anos para eliminar, ou pelo menos reduzir, o efeito da condição terminal arbitrária conforme realizado no sistema de despacho atual.

34. A vida útil estimada de uma usina térmica equivale a 20 anos. No entanto, no caso da usina hídrica admitiu-se uma vida útil de 40 anos, e a sua renda foi ajustada utilizando um equivalente financeiro.

35. O coeficiente de ajuste do regulador, no caso dos modelos de estoque mínimo e de aversão ao risco, é limitado superiormente. No primeiro modelo o estoque mínimo é limitado pelo estoque máximo, e o coeficiente foi limitado ao valor 2. No modelo de aversão ao risco o aumento deste coeficiente induz o aumento do nível de estoque e a chance de vertimento. Como consequência, aumenta a chance de déficit. O coeficiente de aversão foi limitado em 7, pois para este valor a probabilidade de déficit é maior do que 10% nos cenários analisados.

36. De fato, o sistema Sudeste está intensamente interligado ao sistema Sul e fracamente interligado aos sistemas Norte e Nordeste, mas o porte energético do sistema Sudeste equivale a quase 2/3 de todo o sistema brasileiro.

37. Os valores de energia foram todos representados em termos de valores médios por mês.

seu equivalente energético (energia natural afluyente) é de aproximadamente 30 GW médios.

O modelo foi ajustado supondo que a capacidade de geração é predefinida e calibrado o nível da demanda que caracteriza as seguintes conjunturas energéticas:

- equilíbrio (E) onde a maior probabilidade de déficit é 5%, e corresponde a uma demanda de 28,5 GW;
- abundância de energia (A), ou sobreoferta, definida reduzindo a demanda de equilíbrio em 20%; e
- escassez de energia, ou déficit (D), onde a maior probabilidade de déficit é 10%, e corresponde a uma demanda de 30,5 GW.

O excesso de oferta de energia que vem ocorrendo desde o final da crise energética de 2001, devido à mudança de hábitos de consumo e ao menor crescimento econômico, provocou preços de energia muito inferiores aos seus níveis históricos. Esta situação revelou a miopia do sistema atual, já que a fatura conjuntural atual não está produzindo as condições para o investimento necessário para reduzir o risco de escassez futura.

Nesta abordagem simplificada, a trajetória da capacidade de geração é exógena e, portanto, o sistema deve ser analisado para diferentes alternativas dessa quantidade. Neste artigo o desempenho dos modelos de regulação será avaliado em dois cenários de oferta de energia: “atual” e de “equilíbrio”.

O cenário “atual” admite que o sistema parte de uma situação de abundância de energia e alcança o equilíbrio em cinco anos, permanecendo nessa situação até o final do horizonte de planejamento,³⁸ e avalia em que medida os modelos de regulação propostos superam a incapacidade do modelo atual de induzir o investimento numa situação de abundância transitória de energia inicial.

O cenário de “equilíbrio” admite que o sistema permanece em equilíbrio de oferta de energia ao longo do horizonte de planejamento e avalia se essa condição é estável, ou seja, se a expansão é induzida de forma a manter o sistema em equilíbrio.

A Tabela 1 apresenta os valores críticos do parâmetro de controle (Φ) obtidos em cada um dos cenários (“atual” e de “equilíbrio”) e sob os critérios que considera somente o VPL e com opção de espera, ou seja, $P(R - I \geq 0) \geq 95\%$ e $P(R - I \geq C) \geq 95\%$.

38. Implementado considerando que a geração total é dada pela seguinte expressão: $S_t = \max(S_0, D_t \psi)$, onde ψ é a relação S_t/D_t do sistema em equilíbrio.

TABELA 1
VALORES CRÍTICOS DO PARÂMETRO DE CONTROLE (ϕ)

	Cenário "atual"				Cenário de "equilíbrio"			
	VPL UHE	Opção UTE	VPL UHE	Opção UTE	VPL UHE	Opção UTE	VPL UHE	Opção UTE
Estoque mínimo		0				0		
Aversão ao risco	3	1			< 3	1		
Preço mínimo	24	0	< 42	< 42	< 24	0	33	42
Margem mínima	0,01	0	< .035	< .035	< .01	0	0,02	0,035

Os resultados mostram que:

a) para todos os cenários vale a ordenação $\phi_{,T}^V < \phi_{,H}^V < \phi_{,H}^O < \phi_{,T}^O$, indicando o grau de dificuldade crescente em alcançar a viabilidade do investimento;

b) no modelo vigente, o investimento na usina hídrica não é rentável e o investimento na usina térmica tende a ser prorrogável;

c) o modelo do estoque mínimo não viabiliza o investimento;

d) o modelo de aversão ao risco não garante o exercício imediato de investimento nas usinas térmicas e hídricas; e

e) os modelos de margem mínima e preço mínimo garantem o exercício imediato do investimento nos dois tipos de usina.

Os modelos foram calculados para os três valores relevantes do parâmetro de controle: o menor valor do parâmetro que viabiliza o investimento segundo o critério do VPL ($\phi_{,H}^V$); o maior valor que garante o exercício imediato do investimento em usinas térmicas ($\phi_{,T}^O$); e um valor intermediário que garante o exercício imediato em usinas hidráulicas. A Tabela 2 mostra estes valores, que são comparáveis, no sentido de que alcançam, aproximadamente, a mesma condição de investimento. Por exemplo, no modelo da margem mínima, $\phi = 0,01$ é o menor valor que garante a mesma probabilidade de o investimento ser mais rentável que o modelo do preço mínimo, com $\phi = 24$. Por esse motivo os resultados das tabelas que se seguem são comparáveis para o mesmo nível do parâmetro de controle.

TABELA 2
VALORES CRÍTICOS RELEVANTES DO PARÂMETRO DE CONTROLE (ϕ)

	Margem mínima	Preço mínimo	Aversão ao risco
ϕ_{\min}	0,01	24	3
ϕ_{med}	2	33	
ϕ_{\max}	3,5	42	"7"

A Tabela 3 apresenta o valor esperado do valor presente do custo da energia para o consumidor (demanda x preço *spot*) e o valor esperado do preço *spot*, calculados, ao longo de 25 anos, para os cenários ("atual" e de "equilíbrio"), modelos de regulação (aversão ao risco A , margem mínima M e preço mínimo P) e valores críticos indicados na Tabela 2. Sendo o custo da energia normalizado por um custo-padrão, calculado supondo o preço fixo de US\$ 39/MWh, que é, aproximadamente, o valor do custo marginal de expansão médio ("valor normativo"). Para comparação também

é apresentado o valor esperado do custo e do preço, nos cenários “atual” e de “equilíbrio”, obtido com o modelo vigente (ref.).

TABELA 3
CUSTO E PREÇO DA ENERGIA

Ref.	E{Custo} (p.u.)						E{Preço} (US\$/MWh)					
	Atual 0,93			Equilíbrio 0,81			Atual 9			Equilíbrio 28		
	M	P	A	M	P	A	M	P	A	M	P	A
ϕ_{\min}	1,29	1,25	1,51	1,20	1,17	1,36	39	36	17	24	26	46
ϕ_{med}	1,65	1,45		1,58	1,38		51	44		39	34	
ϕ_{\max}	2,13	1,69	2,68	2,06	1,63	2,47	69	59	31	58	51	78

Os resultados mostram que:

a) o modelo de preço mínimo resulta no menor custo e nos dois cenários, tipos de usina e critérios de investimento, assim como o modelo de aversão ao risco resulta nos maiores valores; e

b) o modelo de aversão ao risco apresenta o menor valor esperado para o preço *spot*, no cenário “atual”, e o maior no cenário de “equilíbrio”, mostrando o efeito da abundância inicial de energia na formação do preço.

A Tabela 4 apresenta a probabilidade de exercício imediato do investimento, nos dois tipos de usina: $P(R - I \geq C)$.

TABELA 4
PROBABILIDADE (%) DE EXERCÍCIO DA OPÇÃO DE INVESTIMENTO

Ref.	UHE						UTE					
	Atual 0			Equilíbrio 2			Atual 1			Equilíbrio 11		
	M	P	A	M	P	A	M	P	A	M	P	A
ϕ_{\min}	1	1	1	18	11	20	4	3	8	15	10	25
ϕ_{med}	53	4		95	95		14	2		26	9	
ϕ_{\max}	100	100	18	100	100	45	100	100	26	96	96	53

Os resultados mostram que:

a) o modelo vigente (ref.) não garante o exercício imediato da opção de investimento em usinas hidro (UHE) ou térmica (UTE), em nenhum cenário;

b) os modelos do preço e margem mínima alcançam, no cenário de “equilíbrio”, a probabilidade de 95% de exercício imediato da opção de investimento em usinas térmicas, com o parâmetro de controle ϕ no valor máximo, e em usinas hídricas com ϕ no valor intermediário; e

- a abundância transitória de energia (cenário “atual”) reduz significativamente a atratividade econômica dos investimentos nos dois tipos de usina, mesmo para o valor máximo do parâmetro de controle.

A Tabela 5 apresenta o valor esperado da taxa de retorno $(E\{R\} - I)/I$ do investimento em gerações hidro e térmica.

TABELA 5
TAXA DE RETORNO DO INVESTIMENTO (p.u.)

Ref.	UHE						UTE					
	Atual			Equilíbrio			Atual			Equilíbrio		
	M	P	A	M	P	A	M	P	A	M	P	A
	-0,33			-0,16			0,30			0,77		
ϕ_{\min}	0,05	0,03	0,08	0,19	0,15	0,28	0,80	0,30	1,60	1,03	0,79	2,28
ϕ_{med}	0,42	0,27		0,54	0,38		0,94	0,38		1,35	0,86	
ϕ_{\max}	0,85	0,83	0,85	0,95	0,91	1,14	2,85	1,27	4,94	3,30	1,68	6,05

Os resultados mostram que:

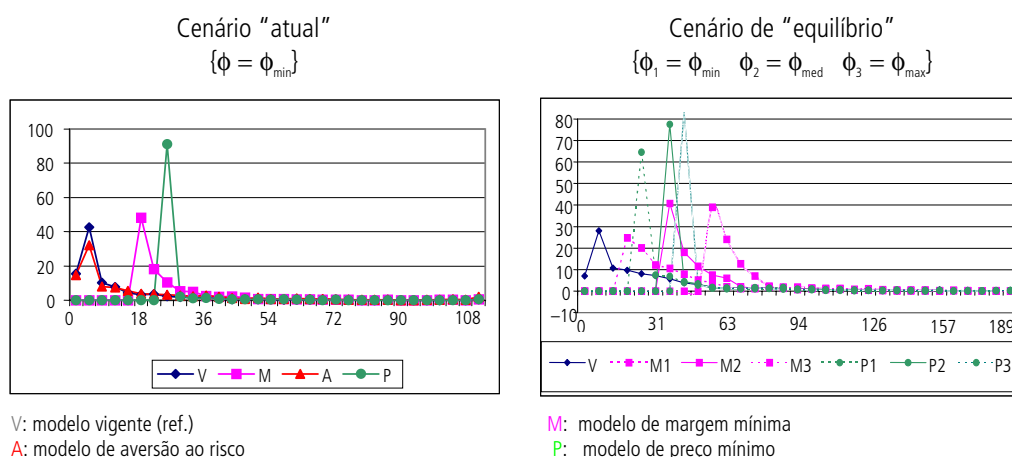
a) no modelo vigente (ref.) a rentabilidade do investimento em usinas hidro é negativa, demonstrando a ineficácia desse modelo até mesmo para manutenção do equilíbrio;

b) a rentabilidade do investimento em usinas térmicas é muito superior à rentabilidade das usinas hídricas, mostrando o peso negativo do custo do investimento na rentabilidade, mas deve-se notar que, neste estudo, consideramos as térmicas inteiramente flexíveis, sem compromissos de compra de combustível;³⁹ e

c) a rentabilidade obtida no modelo de “aversão ao risco” é maior do que a obtida no modelo “margem mínima”, que, por sua vez, é maior do que a obtida no modelo de “preço mínimo”. A rentabilidade esperada é a maior neste modelo ainda que a probabilidade de exercício da opção seja menor, mostrando o efeito da maior incerteza sobre o valor da opção de prorrogar o investimento.

Os Gráficos 2, 3 e 4 apresentam a distribuição de probabilidade marginal do preço *spot* e rentabilidade do investimento em gerações hidro e térmica, nos cenários “atual” e de “equilíbrio”.

GRÁFICO 2
DISTRIBUIÇÃO MARGINAL DO PREÇO *SPOT*



39. Contratos *take-or-pay*.

GRÁFICO 3
DISTRIBUIÇÃO MARGINAL DA RENTABILIDADE DO INVESTIMENTO EM USINAS HIDRO

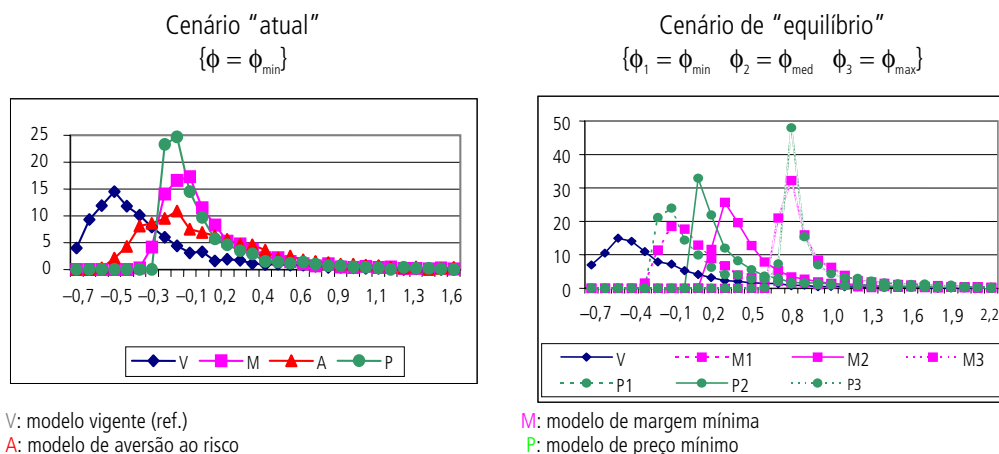
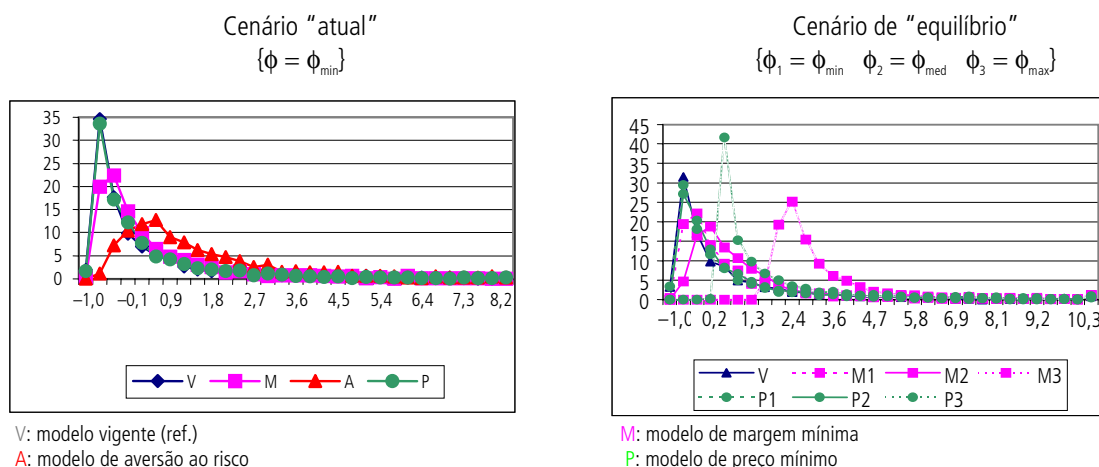


GRÁFICO 4
DISTRIBUIÇÃO MARGINAL DA RENTABILIDADE DO INVESTIMENTO EM USINAS TÉRMICAS



Os resultados mostram que:

- a) a distribuição do preço em todos os modelos é fortemente assimétrica para a direita;
- b) o modelo de aversão ao risco modifica pouco a distribuição do preço da energia; e
- c) o modelo de preço mínimo produz a distribuição de preço mínimo com menor dispersão e assimetria, nos dois cenários, reduzindo uma das incertezas do investidor.

Os resultados mostram que:

- a) todos os modelos alternativos deslocam a distribuição de probabilidade da rentabilidade no sentido positivo, em relação à distribuição obtida com o modelo vigente, o que favorece o investimento;

b) a distribuição do modelo de preço mínimo é mais concentrada que a dos demais modelos, reduzindo a incerteza do investidor; e

c) as distribuições obtidas com o modelo de preço mínimo estão à esquerda da distribuição obtida com o modelo de margem mínima, revelando a eficácia do modelo de preço mínimo, que alcança a mesma condição com os investidores requerendo menor rentabilidade.

Os resultados mostram que:

a) a distribuição da rentabilidade obtida pelo modelo de preço mínimo com o parâmetro no nível mínimo não se distingue da obtida pelo modelo vigente, o que decorre diretamente do fato de o parâmetro de controle, neste caso, ser inferior ao custo marginal da usina mais eficiente, anulando o ganho de renda que o modelo proporcionaria;

b) a distribuição de probabilidade obtida pelo modelo de preço mínimo é mais concentrada e está à esquerda da obtida pelo modelo de margem, mostrando também o efeito da redução da incerteza sobre a decisão de investimento;

c) a distribuição da rentabilidade do investimento para o modelo de aversão ao risco é diferente do modelo de referência, apesar de o preço *spot* ser semelhante, mostrando o maior efeito da aversão sobre o despacho das usinas hídricas; e

d) a distribuição da rentabilidade obtida pelo modelo de aversão ao risco é mais simétrica e positiva que as demais, embora mais dispersa que a obtida pelo modelo de preço mínimo.

7 CONCLUSÃO

Os modelos de regulação foram avaliados pela sua capacidade de viabilizar os investimentos segundo dois critérios (VPL e opção) e em dois cenários (“atual” e de “equilíbrio”). A Tabela 6 resume o desempenho dos modelos, com relação à viabilidade $P(R \geq I) \geq 95\%$ e atratividade $P(R - I \geq C) \geq 95\%$ do investimento na expansão da geração.

TABELA 6
DESEMPENHO DOS MODELOS

	Vigente	Estoque mínimo	Aversão ao risco	Margem mínima	Preço mínimo
Viabilidade (UTE)	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Viabilidade (UHE)	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Atratividade (UTE)	Não	Não	Não	Sim	Sim
Atratividade (UHE)	Não	Não	Não	Sim	Sim

Os resultados obtidos neste estudo mostram que:

a) a incerteza hidrológica explica o não-investimento na situação atual, pois o investimento em usinas hidro não é rentável e o investimento em térmicas não é atraente;

- b)* é possível induzir o investimento segundo as regras atuais do mercado;
- c)* os modelos de estoque mínimo e aversão ao risco não garantem o investimento imediato, e o modelo de estoque mínimo não garante nem mesmo a viabilidade para o investimento em térmicas;
- d)* com valores críticos comparáveis, o valor esperado do custo da energia para o consumidor Y obtido com os diversos modelos segue a ordenação $E(Y|Preço) < E(Y|Margem) < E(Y|Aversão)$, em todos os cenários;
- e)* com valores críticos comparáveis, o valor esperado da renda do produtor R obtido com os diversos modelos segue a ordenação $E(R|Preço) < E(R|Margem) < E(R|Aversão)$, em todos os cenários, para geração hidro e geração térmica; e
- f)* o modelo de preço mínimo, combinado com remuneração da capacidade de produção das térmicas, é o mais econômico e capaz de garantir o investimento com o preço mínimo da energia no intervalo [24, 42] US\$/MWh, o que implica um aumento de custo entre 17% e 63% em relação a uma estimativa do nível atual.

No desenvolvimento deste modelo foram adotadas algumas hipóteses simplificadoras que podem ou devem ser relaxadas num exercício futuro:

- incluir o efeito da inflexibilidade de operação das usinas térmicas a gás natural;
- incluir o efeito da incerteza do preço do combustível das térmicas e a incerteza da demanda;
- incorporar o tempo de construção das usinas na análise;
- considerar o efeito da incerteza da demanda e o efeito estabilizador do repasse parcial do preço da energia para os consumidores (elasticidade da demanda); e
- tornar endógena a expansão da geração, determinando o montante que será investido e considerando hipóteses alternativas sobre os investidores como, por exemplo, a situação de um investidor monopolista, ou de múltiplos investidores em um jogo estocástico de investimento.

Vale notar que o modelo do preço oferece um mecanismo de proteção para as usinas hídricas e térmicas ao limitar inferiormente o preço da energia, e um mecanismo de proteção específico para as usinas térmicas que poderiam não ser acionadas num cenário de fartura hidrológica. Estes mecanismos sinalizam no sentido do aumento da eficiência dos agentes, na medida em que o valor da proteção é tanto maior quanto menor for o custo marginal declarado.

APÊNDICE

A.1 PARÂMETROS DO MODELO PAR(1) DA ENERGIA NATURAL AFLUENTE (AFLUÊNCIA)

- μ : média da afluência no mês m ;
- σ : desvio-padrão da afluência do mês m ;
- ϕ : coeficiente auto-regressivo do mês m ;
- s : desvio-padrão do erro normal.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ϕ	0,65	0,59	0,67	0,79	0,77	0,82	0,89	0,84	0,84	0,68	0,74	0,72
μ	4862	5148	4820	3593	2653	2269	1878	1575	1595	1911	2411	3602
σ	1357	1531	1402	9659	6992	8014	5224	4047	6009	6723	7137	9826
s	0,760	0,807	0,742	0,613	0,638	0,572	0,456	0,543	0,543	0,733	0,673	0,694

A.2 DADOS DAS USINAS TÉRMICAS

	Novas	1	2	3
Potência (GW)		2,5	1	0,5
Custo marginal (US\$/MWh)	32	34	52	133

A.3 DADOS DO CUSTO DE DÉFICIT

	1	2	3	4
Patamar (% demanda)	0,05	0,10	0,20	>0,2
Custo marginal (US\$/MWh)	184	397	831	944

BIBLIOGRAFIA

- BARROSO, L. A. N. *Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos — comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado*. NCE/UFRJ, maio 2000 (Dissertação de Mestrado).
- BERTSEKAS, D. P. *Dynamic programming and stochastic control*. Academic Press, 1976 (ISBN 012093250).
- CASTRO, A. *Avaliação de investimentos de capital em projetos de geração termoeletrica no setor elétrico brasileiro usando a teoria das opções reais*. Rio de Janeiro: PUC/Departamento de Engenharia Industrial, 2000 (Dissertação de Mestrado).
- DENG, S. *Stochastic models of energy commodity prices and their applications: mean-reversion with jumps and spikes*. PSERC, 1998. Acessível em: <<http://www.pserc.wisc.edu/>>.
- DENG, S., JOHNSON, B., SOGOMONIAN, A. *Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission*. Proceedings of the Chicago Risk Management Conference, 1998.
- DIXIT, A., PINDYCK, R. *Investment under uncertainty*. Princeton University Press, 1994.

- 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*. Rio de Janeiro: PUC/Departamento de Engenharia Industrial, 2002 (Tese de Doutorado).
- MAJD, S., PINDYCK, R. Time to build, option value, and investment decisions. *Journal of Financial Economics*, v. 18, p. 7-27, 1987.
- MAS-COLLEL, A., WHINSTON, M. D., GREEN, J. R. *Microeconomic theory*. Oxford University Press, 1995 (ISBN 0195073401).
- MOREIRA, A., ROCHA, K., DAVID, P. *Thermo generation role in the Brazilian power system operation and expansion*. IPEA, 2001 (Texto para Discussão,823).
- _____. *Thermopower generation investment in Brazil: economic conditions*. Energy policy (a ser publicado).
- PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimisation of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, June 1985.
- PRATT, J. W. Risk aversion in the small and in the large. *Econometrica*,v. 32, 1964.
- PRICE, WATERHOUSE & COOPERS (PWC). *Relatório Final*. Ministério de Minas e Energia, 1997 (Projeto RE-SEB).
- SCHWARTZ, E., TRIGEORGIS, L. *Real options and investment under uncertainty — classical readings and recent contributions*. MIT Press, 2001.
- TSENG, C., BARZ, G. *Short-term generation asset valuation*. MIT/PSERC, 1997.
- TRIGEORGIS, L. *Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation*. MIT Press, 1996.

EDITORIAL

Coordenação
(vago)

Supervisão
Helena Rodarte Costa Valente

Revisão
André Pinheiro
Elisabete de Carvalho Soares
Lucia Duarte Moreira
Luiz Carlos Palhares
Miriam Nunes da Fonseca
Tatiana da Costa (estagiária)

Editoração
Carlos Henrique Santos Vianna
Marina Nogueira Garcia de Souza (estagiária)
Roberto das Chagas Campos

Apoio Administrativo
Fabiana Pontes

Divulgação
Cesar Wilson E. Santos

Reprodução Gráfica
Edson Soares

Brasília
SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES,
10º andar – 70076-900 – Brasília – DF
Fone: (61) 315-5336
Fax: (61) 315-5314
Correio eletrônico: editbsb@ipea.gov.br

Home page: <http://www.ipea.gov.br>

Rio de Janeiro
Av. Presidente Antônio Carlos, 51, 14º andar
20020-010 – Rio de Janeiro – RJ
Fone: (21) 3804-8118
Fax: (21) 2220-5533
Correio eletrônico: editrj@ipea.gov.br

Tiragem: 130 exemplares