

TEXTO PARA DISCUSSÃO Nº 822

**REGULAMENTAÇÃO E INVESTIMENTO EM
TERMOGERAÇÃO NO BRASIL***

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

Rio de Janeiro, setembro de 2001

* Os autores agradecem a colaboração de Francisco Rigolon, do BNDES, Sergio Granville, Maria Candida Abid Lima, Rafael Kelman, da PSR Consultoria, e Marco Antônio Guimarães Dias, da Petrobras.

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

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

**** De Furnas.
pdavid@furnas.com.br

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO

Martus Tavares - Ministro

Guilherme Dias - Secretário Executivo



Presidente

Roberto Borges Martins

Chefe de Gabinete

Luis Fernando de Lara Resende

DIRETORIA

Eustáquio José Reis

Gustavo Maia Gomes

Hubimaier Cantuária Santiago

Luis Fernando Tironi

Murilo Lôbo

Ricardo Paes de Barros

Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, o IPEA fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais e disponibiliza, para a sociedade, elementos necessários ao conhecimento e à solução dos problemas econômicos e sociais do país. Inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro são formulados a partir de estudos e pesquisas realizados pelas equipes de especialistas do IPEA.

Texto para Discussão tem o objetivo de divulgar resultados de estudos desenvolvidos direta ou indiretamente pelo IPEA, bem como trabalhos considerados de relevância para disseminação pelo Instituto, para informar profissionais especializados e colher sugestões.

Tiragem: 130 exemplares

DIVISÃO EDITORIAL

Supervisão Editorial: Helena Rodarte Costa Valente

Revisão: Alessandra Senna Volkert (estagiária), André Pinheiro, Elisabete de Carvalho Soares, Lucia Duarte Moreira, Luiz Carlos Palhares e Miriam Nunes da Fonseca

Editoração: Carlos Henrique Santos Vianna, Rafael Luzente de Lima, Roberto das Chagas Campos e Ruy Azeredo de Menezes (estagiário)

Divulgação: Libanete de Souza Rodrigues e Raul José Cordeiro Lemos

Reprodução Gráfica: Cláudio de Souza e Edson Soares

Rio de Janeiro - RJ

Av. Presidente Antonio Carlos, 51, 14º andar - CEP 20020-010

Tels.: (0xx21) 3804-8116 / 8118 – Fax: (0xx21) 2220-5533

Caixa Postal: 2672 – E-mail: editrj@ipea.gov.br

Brasília - DF

SBS. Q. 1, Bl. J, Ed. BNDES, 10º andar - CEP 70076-900

Tels.: (0xx61) 3315-5336 / 5439 – Fax: (0xx61) 315-5314

Caixa Postal: 03784 – E-mail: editbsb@ipea.gov.br

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

ISSN 1415-4765

© IPEA, 2000

É permitida a reprodução deste texto, desde que obrigatoriamente citada a fonte.

Reproduções para fins comerciais são rigorosamente proibidas.

SUMÁRIO

RESUMO

ABSTRACT

1 - INTRODUÇÃO	1
2 - METODOLOGIA	2
2.1 - A Questão do Valor Normativo	3
2.2 - O Problema do Investidor: Teoria das Opções Reais.....	5
3 - RESULTADOS.....	9
3.1 - Efeito do Custo do Déficit sobre o Investimento	9
3.2 - Efeito do Preço Contratado sobre o Investimento.....	10
3.3 - Efeito da Eliminação da Incerteza do Preço do GN sobre o Investimento	11
4 - CONCLUSÃO	12
APÊNDICE	14
BIBLIOGRAFIA	15

RESUMO

A política de privatização do setor elétrico, especialmente para novas usinas geradoras, requer que a regulamentação gere condições economicamente atrativas para o investimento necessário ao aumento da geração. A rentabilidade das usinas térmicas depende de elementos que são objeto de regulamentação tais como: *a)* o custo do déficit de energia, fixado pela Aneel; *b)* o preço da energia no contrato bilateral que é limitado pelo valor normativo, também fixado pela Aneel; e *c)* a incerteza do custo do gás natural em moeda nacional, que pode ser eliminada através de regulamentação. Este texto analisa a regulamentação segundo três aspectos:

a) verificar se o custo do déficit pode ser utilizado para induzir o investimento;

b) propor metodologia para o valor normativo que não limite o investimento e não onere desnecessariamente os consumidores; e

c) analisar o efeito da eliminação do risco do preço do gás natural em moeda nacional sobre o investimento em UTE.

Nesta análise admite-se que o investidor age de forma racional maximizando o seu lucro esperado, comportamento que é representado pela teoria das opções. O lucro estocástico da usina, que é o ativo subjacente à opção de investimento, depende do preço do contrato bilateral e do despacho centralizado de carga que determina a quantidade de energia produzida pela usina e do preço da energia no mercado à vista — Mercado Atacadista de Energia (MAE). O despacho centralizado torna mais complexo o problema do investidor, mas, além de ser um requerimento legal do sistema elétrico brasileiro, é indicado para otimizar a utilização dos recursos hídricos e impedir a formação de ação de oligopólios para exercer poder de mercado.

O estudo se concentra no investimento em usinas térmicas, embora a metodologia possa ser utilizada para a análise de investimentos em usinas hidroelétricas.

ABSTRACT

The privatization policy for power generation system in Brazil needs that investments on new plants should be profitable. This depends on regulation rules: *a)* the cost of energy supplied on deficit situation; *b)* the normative value of energy that is the maximum value of energy for long-run contracts; and *c)* the uncertainty of price of natural gas (in Real).

This paper connect parameters rules to the condition to private investment. To analyze this problem we admit that investors are rational, which means that it is represented by real option theory. The stochastic profit of the termogeneration plant that is the asset associated to the investment, depends on energy price on long-run contracts and on spot market price. This considering that energy dispatch is centralized due regulations rules.

1 - INTRODUÇÃO

A política de privatização do setor elétrico, especialmente para a expansão da geração, requer que a regulamentação gere condições atrativas para o investimento necessário.

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 que calcula o despacho ótimo centralizado da geração (DOC) para cada usina e período de tempo, em função do custo unitário do déficit de energia, o custo operativo das termelétricas existentes e informações sobre a disponibilidade hídrica atual (nível dos reservatórios) e da afluência e demanda previstas. O DOC maximiza a utilização intertemporal da energia acumulada nos reservatórios das usinas hidroelétricas — minimizando o “vertimento” de água dos reservatórios — ou, o que é equivalente, minimizando o custo de operação das usinas. Além do despacho ótimo de cada usina, o modelo do ONS calcula o “custo marginal de operação (CMO)” (US\$/MWh), que é o preço da energia no mercado à vista (“preço *spot*”).¹

O lucro das usinas geradoras, determinante para o investimento em geração, é formado pela soma da parcela da energia negociada nos contratos bilaterais (quantidade x preço do contrato bilateral P) com a parcela de ajuste do mercado à vista que é estocástica (preço *spot* x saldo entre a quantidade de energia vendida e a despachada pelo ONS) subtraída do custo de operação da térmica, que também é incerto.

O investidor que otimiza o seu lucro esperado deve utilizar um modelo de opções multiestocástico (afluência, nível dos reservatórios, nível da demanda por energia elétrica e preço do gás natural), para decidir em que momento e estado da natureza deve realizar o investimento — preço de exercício — para receber o lucro estocástico da usina, que é o ativo subjacente da opção.

O preço do contrato bilateral P é fixado livremente entre as partes, mas tem um limite superior fixado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Esse limite é o valor normativo, que determina o maior valor que pode ser repassado para as tarifas e, portanto, fixa um teto para P . O regulador dispõe portanto de dois instrumentos, o custo unitário do déficit e o valor normativo. O preço do gás natural em moeda nacional é um elemento importante na formação do lucro da UTE. A regulação desse preço, conjugada com a regulação do valor normativo, pode eliminar para o gerador a incerteza desse preço.²

¹ 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. Este preço reflete as condições de escassez de curto prazo, ou seja, dada a potência instalada e projetada, apenas o custo do déficit pode elevar o preço *spot* a níveis superiores ao custo de operação das usinas, o que possibilita remunerar o custo do investimento.

² Recente portaria do MME/MF faz essa eliminação para as UTEs que entrarem em operação até junho de 2003.

Vamos analisar o problema do regulador segundo três aspectos:

- a) verificar se o custo do déficit pode ser utilizado para induzir o investimento;
- b) propor metodologia para fixar o valor normativo que não limite o investimento e não onere desnecessariamente os consumidores; e
- c) analisar o efeito da eliminação do risco do preço do gás natural em moeda nacional sobre o investimento em UTE.

Com essa abordagem podemos avaliar a atual política de regulação da Aneel que estipula os níveis do custo de déficit de energia e o preço máximo de repasse da energia comprada (função do Valor Normativo), bem como a nova regulamentação do fornecimento de gás natural (Portaria Interministerial MME/MF/nº 176, de 1º de junho de 2001) que elimina o risco cambial e as incertezas associadas ao preço do gás.

O plano de expansão da geração elétrica indica o aumento da participação da termogeração dos atuais 5% para cerca de 20% no final desta década. Por esse motivo focalizamos o estudo no investimento em termogeração, porém a metodologia poderia ter sido utilizada para a análise do investimento em hidroelétricas.

As próximas seções estão organizadas da seguinte forma: a Seção 2 apresenta aspectos metodológicos, a Seção 3 apresenta os resultados e a Seção 4 conclui o trabalho.

2 - METODOLOGIA

Os parâmetros e regras fixados pelo regulador condicionam o modelo do despacho ótimo centralizado da geração DOC, que define implicitamente a lei de movimento do lucro estocástico da UTE o qual, por sua vez, condiciona o modelo da teoria das opções que indica para que estados da natureza e em que períodos a opção de investimento é exercida. Resultado que permite ao regulador escolher o nível adequado dos parâmetros e especificar regras.

Portanto, existem três problemas. Dados os parâmetros e as regras temos o modelo do DOC, o modelo da teoria das opções e a especificação da regulação.

Uma abordagem que tem sido adotada para a análise de problemas condicionais ao DOC consiste em utilizar as trajetórias simuladas pelo modelo do ONS, do preço *spot* e da quantidade despachada, para calcular o valor esperado de variáveis relacionadas como o lucro da usina para cada estado da natureza e ao longo do tempo. Essa abordagem tem a vantagem da aderência com as quantidades efetivamente praticadas, já que utiliza o próprio modelo do ONS, mas possui a desvantagem de ficar contida nas mesmas limitações deste modelo.³

³ Para maior detalhe sobre a diferença do modelo ONS e do modelo de programação dinâmica estocástica, ver Birge e Louveaux (1997, Cap. 4, primeiro parágrafo).

O modelo do DOC que utilizamos, descrito em Moreira, Rocha e David (2001),⁴ emula e estende o modelo do ONS incorporando ao problema incertezas de origem econômica como a demanda por energia e o preço do gás natural, supõe que o sistema elétrico está concentrado em um consumidor, uma usina hidroelétrica equivalente à soma de todas as usinas, e uma termoeétrica.

Essa abordagem se diferencia por estender o modelo do ONS, que supõe conhecidos os valores futuros da demanda por energia elétrica e do preço do gás natural. De fato essas quantidades estão sujeitas a inovações de várias fontes, por exemplo, às flutuações da taxa de crescimento econômico do Brasil, que é um dos principais determinantes do consumo de energia, ou do crescimento econômico mundial, que é um dos determinantes do preço do gás natural. Abordamos também a questão do risco cambial supondo que este se traduz num aumento da volatilidade do preço do gás natural.⁵

A decisão do investidor depende da oferta projetada de energia, ou seja, do investimento realizado por outros agentes. Situação que implica decisões condicionais recíprocas, ou seja, uma situação de jogo entre os investidores. Essa possibilidade não foi considerada. Admitimos que o investidor observa uma certa trajetória de oferta de energia no horizonte de planejamento e as condições de incerteza mencionadas, para decidir se realiza ou não o investimento, sem levar em conta as decisões dos demais investidores.

2.1 - A Questão do Valor Normativo

A receita de uma usina tem duas fontes, a oriunda do contrato bilateral, em que o preço da energia é arbitrado, e a oriunda do ajuste no mercado à vista, em que vigora o preço *spot* determinado pelo modelo do DOC. Os resultados desse modelo são controlados pelo custo do déficit que é fixado pelo regulador. Além disso, o regulador pode incluir um mecanismo de repasse da flutuação do preço do gás natural, de forma a eliminar essa fonte de incerteza.

O preço contratado (P_c) é negociado livremente entre os agentes que ofertam e demandam energia e, portanto, reflete o grau de aversão ao risco das partes, ao longo do prazo dos contratos, que tipicamente é de um ano no mínimo. A flutuação desse preço promove o ajuste entre oferta e demanda de energia de longo prazo.

Como este é um mercado de poucos e grandes agentes — distribuidores e geradores —, o regulador estabeleceu um limite superior denominado valor normativo (VN), do repasse do preço contratado (P) para o consumidor. O preço do contrato controla diretamente a rentabilidade das usinas, e, portanto, o seu teto não pode ser fixado num valor muito baixo, pois pode impedir a realização de

⁴ Este modelo está sumariado no Apêndice, e o texto mencionado é a nossa principal referência.

⁵ Supomos que as flutuações cambiais levam tanto a valorizações como desvalorizações na moeda local perante o dólar. Uma vez que o risco cambial se transfere por meio do preço do gás natural que é comprado em dólar. Esta é uma simplificação. O modelo mais adequado, que não foi utilizado, consideraria que a taxa de câmbio está sujeita a saltos erráticos e raros.

investimentos que deverão ser realizados pelo setor privado, que se pretende promova a expansão da oferta de energia. Por outro lado, o VN não pode ser fixado num valor muito alto, que permita que os agentes exerçam poder de mercado e onerem desnecessariamente os consumidores de energia elétrica.

Seja o preço crítico P_c o menor valor de P requerido por investidores racionais, que observem um sistema elétrico equilibrado e, com um certo custo de déficit, realizem o investimento imediato em todos os estados iniciais prováveis da natureza. Para todos os estados, pois não haverá nenhum aumento no investimento se P for menor do que este valor crítico, que deve, portanto, ser fixado segundo um critério “minimax”, ou seja, do menor teto.

No caso em que $VN < P_c$, a regulação estará impedindo a realização de investimentos para alguns estados da natureza, que não estão relacionados, necessariamente, com o grau de escassez de energia futura. Isso pode levar a subinvestimento. Se $VN > P_c$, a regulação não estará evitando que o consumidor final de energia pague mais do que o mínimo necessário para a expansão do sistema.

Se o sistema estiver numa situação de subinvestimento, o P_c crítico é necessariamente menor⁶ do que o do caso anterior e, portanto, o VN não estará limitando os investimentos. Se o sistema estiver numa situação de sobreinvestimento, o VN não garante investimento imediato para todos os estados iniciais, o que produz uma realimentação corretora, pois induz à redução do investimento e aponta para o equilíbrio do mercado. As alternativas ao investimento imediato são o não-investimento ou o seu protelamento.

Finalmente, como o VN é apenas o limite superior para P , o mercado é livre para estabelecer o valor de P_c que equilibra a oferta e demanda de energia no longo prazo.

As propriedades apontadas racionalizam a política proposta do “minimax”, que é definida por:

$$P \leq VN = \min \{P \text{ tal que } p(P|\Psi)=1\} \quad (1)$$

onde Ψ é o vetor de parâmetros que caracteriza uma regra em análise e $p(P|\Psi)$ é a proporção dos estados da natureza em que a opção de investimento é exercida de forma imediata, ou seja, o preço do contrato está limitado no máximo ao valor normativo que deve ser igual a um preço de contrato que garanta o investimento imediato em todos os estados da natureza.

O custo do déficit é uma medida da perda econômica devido à falta de energia, e o seu efeito no modelo do despacho ótimo é formar o valor da energia armazenada nos reservatórios. Como esse parâmetro afeta o preço *spot* e portanto a receita da UTE, afeta, conseqüentemente, o interesse do investimento privado. Uma

⁶ Pois tudo o mais constante o preço *spot* é maior, e portanto é maior a rentabilidade das usinas.

primeira questão é verificar se esse parâmetro pode ser utilizado com essa finalidade. A definição da regulação pode eliminar o efeito da flutuação do preço do gás natural da receita da usina. Essas questões serão analisadas utilizando as variáveis $P_c(\Psi)$, $p(P|\Psi)$.

2.2 - O Problema do Investidor: Teoria das Opções Reais

O comportamento ótimo do investidor é um problema de análise de investimentos que pode ser enquadrado na Teoria de Opções como um problema de precificação de ativo real (opção real), em que o investidor deve determinar o momento ótimo de exercício da opção (investimento em usinas), de forma a maximizar o valor do investimento. A variável estocástica — ativo subjacente da opção — é o lucro da usina, que varia para cada estado da natureza e em cada período de tempo. O investidor deve pagar o investimento (preço de exercício da opção) para ter acesso ao lucro estocástico da usina durante o horizonte de planejamento. A lei de movimento desse lucro estocástico é definida implicitamente pelo modelo do DOC.

O problema do investidor foi especificado nas seguintes condições:

a) o investimento refere-se a uma UTE com potência firme (esperada já considerando a taxa de falha) equivalente a 1 TWh / ano;⁷

b) não foi considerado o efeito do tempo de construção no exercício da opção.⁸ Supomos que o investidor se apropria do lucro esperado no momento em que exerce a opção. Essa suposição foi adotada por simplificação matemática e pode ser relaxada sem maiores acréscimos de complexidade;

c) o custo da expansão em cada período é o valor presente do gasto no horizonte de planejamento, com os pagamentos das parcelas do financiamento dessa expansão.⁹ Dessa forma fica definido o coeficiente de ajuste financeiro, x_t^T .¹⁰ Se o

⁷ Naturalmente esse tipo de hipótese supõe rendimentos constantes de escala. Estamos considerando o rendimento de uma usina a gás típica de ciclo combinado, com potência da ordem de 200 MW.

⁸ O custo financeiro do tempo de construção da usina foi computado no custo do investimento na usina.

⁹ A vida útil da UTE (20 anos) e UHE (40 anos) é maior do que o horizonte de planejamento (10 anos), o que implica a usina ter um valor no período final. Essa é uma situação comum na literatura de modelo empírico de controle dinâmico. A abordagem que adotamos, e que é usual na literatura, considera que a expansão é financiada em tantos pagamentos iguais quantos são os períodos da sua vida útil. Dessa forma, o valor da usina no período final é nulo. Também o tempo de construção dos dois tipos de usina é diferente, tipicamente dois anos para UTE e oito para UHE. Isso implica dispêndios antes do seu início de operação, diferença que tem um custo financeiro que deve ser computado.

¹⁰ O ajuste financeiro da UTE e UHE são $x_t^T = C(2,20,10,t,1)$, $x_t^H = C(8,40,10,t,0.1)$. Onde $C(c,d,t,h,j)$, c é o prazo de construção; d a vida útil da usina; h é o horizonte; t o período do investimento; e j a taxa de juros. $C(c,d,t,h,j) = \frac{(1+j)^c - 1}{j} \frac{j(1+j)^{d-1}}{(1+j)^d - 1} \frac{(1+j)^t - 1}{j(1+j)^{t-1}(1+j)^{h-t}}$

custo de orçamento da UTE é $C = \text{US\$ } 650/\text{KW}$, o custo da expansão no período t é então $= Cx_t^T$;

d) estimar o prêmio de risco associado ao investimento em termogeração, embora seja tema de extrema importância, está fora do escopo deste trabalho. Utilizamos a abordagem da programação dinâmica com taxa de desconto ajustada ao risco de 15% a. a. que é a taxa apropriada de retorno para atividades de geração no Brasil, segundo o relatório de Coopers e Lybrand (1997) que formulou o projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro;

e) o sistema elétrico foi simplificado com as mesmas hipóteses¹¹ adotadas no modelo DOC; e

f) a chance de ocorrer racionamento e, portanto, de o custo do déficit afetar o preço *spot*, e a chance de a UTE ser despachada dependem do grau de escassez da oferta futura de energia. Para avaliar o efeito dessa escassez, definimos o parâmetro λ , que multiplica os investimentos projetados. Ou seja, se H_t , G_t for uma trajetória equilibrada¹² da potência instalada, a oferta ajustada é dada por:

$$\begin{aligned} H_t^* &= H_0 + \lambda (H_t - H_0) \\ G_t^* &= G_0 + \lambda (G_t - G_0) \end{aligned}$$

onde:

H_0 e G_0 = capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica iniciais (existentes); e

H_t e G_t = capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica projetadas no caso-base.

Para um dado vetor de parâmetros “ ψ ” que caracteriza o modelo, o DOC determina, para cada estado da natureza “ z ” e período de tempo “ t ”, o despacho da usina hidroelétrica u_{zt}^ψ , da usina termelétrica g_{zt}^ψ e o preço *spot* s_{zt}^ψ , que correspondem à solução que minimiza os custos de operação do sistema, ou seja, obtém $(u_{zt}, g_{zt}, s_{zt} | \psi)$. Assim, pode-se derivar o lucro instantâneo r_{zt} da UTE em cada período e estado da natureza e também as probabilidades de transição $\pi(z^*, t+1 | u_{zt}, z, t, \psi)$ entre estados consecutivos da natureza.

A renda líquida do gerador depende do preço *spot*, do custo operativo do grau de flexibilidade da operação declarado, da geração contratada e do respectivo preço. Dessas variáveis, o grau de flexibilidade $(1 - q^f)$, a fração da capacidade de geração que é despachada prioritariamente, e o nível de contratação, isto é, a fração (q^c) da capacidade de geração que é vendida por meio de contratos a termo,

¹¹ Uma geração hidrelétrica, uma termelétrica e uma carga, todas concentradas num único ponto, ou seja, não se considerou restrição, custo ou perda de transmissão.

¹² A potência firme instalada é igual à demanda esperada. Para $\lambda = 1$, o sistema possui uma probabilidade de déficit inferior a 5% .

são determinados pelo agente gerador,¹³ enquanto as demais são determinadas direta ou indiretamente pelos estados atuais e futuros da natureza e pelo mercado.

Sendo g a quantidade de energia despachada para a UTE com capacidade G de geração flexível, a fração do despacho flexível para a usina de 1 TWh é de g/G . Portanto, a quantidade de energia despachada (q^d) por essa usina unitária é a soma do despacho inflexível $1 - q^f$ com o flexível, ou seja, q^d definido como:

$$q_d = 1 - q^f + q^f g/G \quad (2)$$

Dado o preço *spot* (s) e o custo marginal (c), o lucro instantâneo (r) da usina é a soma da parcela contratada — $P \cdot q^c$ — com a parcela de ajuste do MAE — $s \cdot (q^d - q^c)$ — subtraída do custo de operação da térmica — $q^d \cdot c$ —, ou seja:

$$r = P \cdot q^c + s \cdot (q^d - q^c) - q^d \cdot c \quad (3)$$

Substituindo (2) em (3) temos a equação de renda líquida do gerador dada por:

$$r(q^f, q^c) = P \cdot q^c + s \cdot (1 - q^f + q^f g/G - q^c) - c \cdot (1 - q^f + q^f g/G) \quad (4)$$

Além desse tipo de contrato, vamos considerar um, que chamaremos de especial, em que a usina contrata exatamente a energia despachada, ao preço P_c , o que torna o seu lucro independente do mercado à vista. A Tabela 1 ilustra as combinações de lucro instantâneo relativas ao grau de exposição ao mercado à vista $1 - q^c$ e a declaração de inflexibilidade $1 - q^f$.

Tabela 1

Renda Líquida do Gerador em Casos Extremos

q^c	q^f	Lucro Instantâneo
1	0	$P - c$
1	1	$P - s + (s - c) \cdot g/G$
0	0	$s - c$
0	1	$(s - c) \cdot g/G$
Especial	0	$(P - c) \cdot g/G$

A usina com capacidade de 1TWh por ano tem o lucro r_{zt}^ψ e o lucro esperado R_{zt}^ψ condicionados ao parâmetro $\psi = (q^f, q^c, \psi^*, P)$, onde ψ^* representa os demais parâmetros que determinam o DOC, conforme descrito por:

$$r_{zt}^\psi = P \cdot q^c + s_{zt}^\psi (1 - q^f + q^f g_{zt}^\psi / G_t^\psi - q^c) - c_{zt} \cdot (1 - q^f + q^f \cdot g_{zt}^\psi / G_t^\psi) \quad (5)$$

¹³ A faixa de operação econômica e tecnicamente viável das termelétricas de alta *performance*, acionadas por turbinas, é relativamente estreita, tipicamente de 70% a 100% da capacidade nominal. A partida da turbina fria também é um processo lento, especialmente para máquinas de alta potência. Esses fatores tecnológicos restringem a flexibilidade operativa das termelétricas, implicando a necessidade da declaração de um grau mínimo de inflexibilidade. Contudo, o valor declarado do grau de inflexibilidade é, em última análise, uma decisão do agente gerador.

$$R_{zt}^{\Psi} = r_{zt}^{\Psi} + \rho^* \sum_{z^* \in Z^*} R_{z^*t+1}^{\Psi} \cdot \pi(z^*, t+1/u_{zt}, z, t, \Psi) \quad (6)$$

onde ρ^* é a taxa de desconto ajustada ao risco.

Para cada par z, t , o investidor calcula o valor da opção de investimento \tilde{O}_{zt}^{Ψ} e decide entre esperar ou exercer a opção (momento ótimo de exercício) efetuando o investimento. Caso exerça, o investidor ganha a receita líquida esperada, medida pela diferença entre o lucro esperado R_{zt}^{Ψ} (do ativo subjacente à opção) e o custo de construção (k_t) (preço de exercício). Esse problema de maximização pode ser descrito pela equação de otimalidade de Bellman sujeita à condição de contorno terminal:

$$O_{zt}^{\Psi} = \max \{ R_{zt}^{\Psi} - k_t, \rho^* \tilde{O}_{zt}^{\Psi} \} \quad \forall t, z \quad (7)$$

onde:

$$\tilde{O}_{zt}^{\Psi} = \sum_{z^* \in Z^*} O_{z^*t+1}^{\Psi} \pi(z^*, t+1/u_{zt}, z, t, \Psi)$$

sujeito a:

$$\tilde{O}_{zT}^{\Psi} = \max \{ R_{zT}^{\Psi} - k_T, 0 \} \quad (8)$$

Esse problema corresponde a uma opção americana de compra, multiestocástica, em que exercer a opção num estado da natureza z , no período t , equivale à decisão de realizar o investimento naquele estado e período. O exercício da opção ocorre se o seu valor for suficientemente positivo ou, na linguagem do mercado, se a opção estiver suficientemente *deep in-the-money*, caracterizado pela variável indicadora I_{zt}^{Ψ} :

$$I_{zt}^{\Psi} = 1 \quad \text{se } R_{zt}^{\Psi} - k_t > \rho^* \tilde{O}_{zt}^{\Psi}$$

$$I_{zt}^{\Psi} = 0 \quad \text{caso contrário} \quad (9)$$

A proporção (p_t) dos estados da natureza em que o investimento seria realizado no período t é uma medida da eficácia da política de regulamentação no que tange ao incentivo à expansão da geração. Por exemplo, caso p_t no período inicial seja zero, a política é tão desfavorável que nenhum agente privado realiza investimentos; caso $p_t = 1$, ela é tão favorável que os investimentos são realizados em qualquer cenário.

A sazonalidade da demanda por energia e da afluência induz uma sazonalidade nessa proporção, o que faz com que o resultado dependa, inadequadamente, da escolha do mês inicial de planejamento. Por esse motivo essa medida será definida como a maior proporção nos próximos 12 meses.

$$p_t^{\Psi} = \max_{i \in [1,12]} \{ \sum_z I_{z,t+i}^{\Psi} / N_z \} \quad (10)$$

3 - RESULTADOS

Vamos supor uma UTE a gás natural, de ciclo combinado, com eficiência de 7.000 MMBTU/MWh, com o preço do gás natural a US\$ 2.9/MMBTU (incluindo os impostos e a margem da distribuidora), custo de construção de US\$ 650/kW, fator de potência de 90% e taxa de desconto de 15% a.a.: custo marginal de operação portanto totaliza US\$ 22/MWh¹⁴ (incluindo o custo variável não-combustível de US\$ 2/MWh). Analisamos, a seguir, a relação entre preço contratado P , custo do déficit β e proporção dos estados em que é realizado investimento no primeiro ano $p_i(P, \beta)$ para três situações.

3.1 - Efeito do Custo do Déficit sobre o Investimento

O efeito do custo do déficit é mais pronunciado quando a usina vende a sua energia no mercado à vista, e o sistema está funcionando sob escassez de energia. Por isso, estudaremos o caso em que a usina é flexível ($q^f = 1$) e vende a totalidade da sua energia no mercado à vista ($q^c = 0$), e avaliaremos o efeito do aumento do custo do déficit em diferentes cenários de escassez de energia, indexados por λ , que é a razão entre a geração máxima disponível em cada período e a demanda projetada no mesmo período. No caso em que $\lambda = 0.9$ temos um sistema com subinvestimento de 10%, se $\lambda = 1$, temos um sistema em que a oferta projetada é igual à demanda esperada, o que implica uma taxa de déficit inferior a 5%. A Tabela 2 mostra o resultado determinado pelo modelo “modelo-padrão”, que considera apenas a incerteza hidrológica.

Tabela 2

Proporção (%) de Estados em que Ocorre Investimento Imediato

β (US\$/MWh)	$\lambda = 0.9$	$\lambda = 1.0$	$\lambda = 1.1$
342	23	20	13
684	25	21	18
1368	27	22	19

Os resultados mostram que:

a) o aumento do custo do déficit não é suficiente para incentivar os investimentos;
e

b) o grau de escassez, que não é uma variável de política e é manipulável pelos agentes, afeta mais o interesse do investidor privado do que o custo do déficit. Variações de 10% do grau de escassez são equivalentes a variações de 100% do custo do déficit.

¹⁴ Custo de operação é de US\$ 2.9/MMBT * 7.000 MMBTU/MWh + US\$ 2/MWh que é igual a US\$ 22.3/MWh.

3.2 - Efeito do Preço Contratado sobre o Investimento

O preço contratado é o resultado da negociação entre os geradores e compradores de energia e não é decidido pelos reguladores, não sendo, portanto, uma variável de controle. No entanto, a Aneel, nas suas atribuições de limitar o preço máximo da energia repassado para o consumidor, estabelece o Valor Normativo, que limita as tarifas de energia e limita, indiretamente, o valor do preço contratado. Portanto, mesmo que o preço contratado não seja controlado diretamente pelos agentes reguladores, é importante saber qual o valor mínimo que garantiria o investimento imediato e, portanto, as condições de expansão da geração.

O efeito do preço contratado sobre a receita das geradoras depende do tipo de contrato de fornecimento e do custo do déficit. A subseção anterior mostrou que o custo do déficit não é eficiente como instrumento de política, e por isso, no restante desse estudo, ele foi fixado no valor vigente¹⁵ ($\beta^* = \text{R\$ } 684/\text{MWh}$), que é uma estimativa do custo macroeconômico do racionamento.

Foram consideradas quatro combinações de contratação e flexibilidade operativa, sendo que uma delas denotada por * foi especificada apenas para descrever o efeito isolado da flexibilidade. A Tabela 3 apresenta o preço contratado mínimo P_c , por tipo de contrato e por tipo de incerteza incluída no modelo. Variações de até 10% do nível de investimento afetam pouco o preço crítico, e por isso apresentamos os resultados para $\lambda = 1$.

Tabela 3

Preço Crítico (US\$/MWh) por Tipo de Contrato

Q^c	q^f	Lucro	Padrão	C.Incerto	D.Incerta
1	0	$P - c$	38	53	38
1	1	$P - s + (s - c).g/G$	39	54	46
0.5	1	$.5(P - s) + (s - c).g/G$	54	69	57
*	1	$(P - c).g/G$	66	81	>100

Os resultados mostram que:

a) no caso em que a usina se declara totalmente inflexível, contrata toda a sua capacidade e compra o combustível a preço fixo, o preço crítico obtido é US\$ 38/MWh que é aproximadamente igual ao preço máximo com repasse integral de compra de energia atualmente estipulado pela Aneel¹⁶ para as usinas competitivas (US\$ 38.69/MWh);

b) no caso denotado por *, a usina se declara totalmente flexível e contrata a totalidade da energia. Nesse caso o preço crítico aumenta em cerca de 70%, ou em mais de 100% ao incorporarmos o risco do preço do gás natural. Esses resultados mostram a magnitude do ônus da flexibilidade de operação para a rentabilidade da geradora;

¹⁵ Valor vigente na época da realização desse estudo.

¹⁶ Resolução Aneel n. 22/2001.

c) no caso em que a usina se declara flexível, contrata a totalidade de sua capacidade de geração, e negocia no mercado à vista o desvio entre a quantidade contratada e a despachada, obtemos como preço crítico um valor de US\$ 39/MWh. Preço que é semelhante ao caso em que a usina não está exposta a nenhum tipo de incerteza. Comparando esse resultado com o caso anterior, observamos que a contratação de uma quantidade fixa no contrato bilateral funciona como um *hedge* eficiente contra a incerteza do despacho;

d) à medida que a usina contrata apenas uma fração da sua capacidade, aumentando sua exposição à incerteza do despacho, aumenta o preço crítico;

e) a incerteza do preço do gás natural (modelo C.Incerto¹⁷) aumenta o preço crítico; no caso *b* esse aumento foi de 40%;

f) a incerteza da demanda aumenta o preço crítico para os contratos em que o despacho é incerto. No caso *b* esse aumento foi de 18%; e

g) o efeito do aumento da oferta projetada de energia sobre a decisão de investimento é pequeno.¹⁸

3.3 - Efeito da Eliminação da Incerteza do Preço do GN sobre o Investimento

O Ministério de Minas e Energia instituiu uma política de fornecimento de gás natural combinada com o mecanismo de reajuste de tarifas (Portaria Interministerial MME/MF/n. 176, de 1º de junho de 2001), que elimina o risco cambial e a incerteza associada ao preço do gás natural para os investimentos em termogeração. Esse privilégio foi concedido apenas para as UTEs que entrarem em operação até junho de 2003.

Como, tipicamente, o prazo de construção de uma UTE é de cerca de dois anos, a decisão de investimento deve ser imediata (“agora ou nunca”), podendo ser analisada comparando-se o custo do investimento hoje, com o valor esperado presente do lucro obtido a partir do momento em que a usina entra em operação, ou seja, daqui a dois anos. Nesse caso, o investimento é vantajoso para os estados iniciais em que o valor presente esperado do lucro no período inicial for maior do que o custo do investimento.

¹⁷ Que não incorpora o risco cambial.

¹⁸ O efeito do aumento da oferta projetada sobre a proporção dos estados em que ocorre investimento imediato é dado pela tabela abaixo.

Grau de Escassez	1.1	1.15	1.20
Taxa de Déficit	0.78	0.57	0.39
ρ ($\beta = R\$ 684$)	100	100	87
ρ ($\beta = R\$ 2736$)	99	87	76

Para medir o efeito da regulamentação que elimina o risco do preço do gás natural, vamos comparar o preço requerido em três situações: *a)* Anterior: incerteza hidrológica combinada com incerteza sobre o preço do gás natural e da taxa de câmbio;¹⁹ *b)* Posterior: apenas incerteza hidrológica; e *c)* Posterior|D.incerta: inclui a incerteza da demanda.

A Tabela 4 apresenta o preço requerido para as diversas alternativas de contrato de fornecimento de energia antes e após a nova regulamentação sobre o fornecimento de gás. Os resultados são apresentados considerando o nível atual do custo do déficit (R\$ 684/MWh).

Tabela 4

Preço Crítico (US\$/MWh) por Tipo de Contrato

q^c	q^f	Lucro	Antes	Após	Após*
1	0	$P - c$	49	39	39
1	1	$P - s + (s - c).g/G$	58	40	40
0.5	1	$.5(P - s) + (s - c).g/G$	63	53	53

Os resultados mostram que:

a) a eliminação da incerteza do custo do gás natural e do câmbio reduz entre US\$10 e US\$18 o preço requerido;

b) caso a usina se declare inflexível e contrate a totalidade de sua capacidade de produção, o preço máximo com repasse integral de usinas competitivas estipulado pela Aneel(US\$ 38,69/MWh) é suficiente com a condição de investimento imediato (US\$ 39/MWh); e

c) para os demais casos, o preço requerido é superior ao estipulado pela Aneel, não garantindo o investimento para todos os estados da natureza, mas sendo suficiente para garantir investimentos dada a atual situação de escassez de energia armazenada nos reservatórios. Caso contrate 100% (50%), o investimento é realizado para 53% (20%) dos estados da natureza, incluindo os que respresentam o nível atual de energia armazenada nos reservatórios e, nesse caso, a incerteza da demanda não afeta o resultado.

4 - CONCLUSÃO

Os resultados obtidos nesse exercício devem ser encarados com cautela. As hipóteses, os parâmetros de custo, a especificação e estimação dos processos estocásticos envolvidos são questões relevantes que devem ser consideradas. Dentro dessas limitações, esse exercício aponta algumas questões relevantes:

¹⁹ A incerteza da taxa de câmbio foi considerada aumentando em 10% a incerteza do preço do gás. Essa é uma forma grosseira de incorporar essa incerteza. De fato, a incerteza da taxa de câmbio é assimétrica e usualmente representada por um processo de saltos erráticos. Elementos que complicariam o modelo do DOC e que consideramos fora do escopo desse exercício.

a) uma política de regulamentação baseada somente no aumento do custo do déficit de energia (custo do racionamento) é ineficiente, pois não incentiva investimentos;

b) um agente totalmente exposto ao mercado à vista — sem contratação bilateral — fica vulnerável ao grau de escassez da oferta projetada, que é manipulável pelos demais agentes do mercado;

c) a portaria de 7/2001 sobre o preço do gás natural reduziu o preço crítico para o nível do atual valor normativo das usinas competitivas (US\$ 38.69/MWh). Nessa situação transitória — a regra vale apenas para usinas que entrarem em operação até 7/2003 — o investimento em termogeração é rentável;

d) para uma situação de regime, mesmo eliminando de forma permanente o efeito da incerteza do preço do gás, o valor normativo deveria ser, no mínimo, US\$ 46/MWh, que é o menor valor do preço crítico para usinas flexíveis, onde foi incluído o efeito da incerteza da demanda;

e) a flexibilidade de operação das UTEs não requer maior preço crítico e permite a operação ótima do sistema, pois o contrato bilateral funciona como um mecanismo de proteção financeira — *hedge* — contra a incerteza do despacho e do preço da energia no mercado à vista;

f) o contrato bilateral reduz o efeito da incerteza do despacho de forma adequada, tornando desnecessária a operação das UTEs na forma inflexível; e

g) resumindo, os nossos resultados mostram que um sistema em que o valor normativo é igual ao preço crítico adequado, e onde o agente gerador se declara flexível e vende toda a sua potência no contrato de longo prazo, tem as seguintes características:

- garante a realização do investimento requerido para a expansão de longo prazo;
- permite a flutuação do preço dos contratos que gera um mercado que equilibra a oferta e a demanda, mas evita que os agentes, exercendo poder de mercado, elevem excessivamente o preço da energia; e
- garante a melhor utilização da energia acumulada nos reservatórios, já que as UTEs poderiam, a menos das restrições tecnológicas, operar na forma flexível, reduzindo o ônus para o sistema.

APÊNDICE

Modelo de Despacho Ótimo Centralizado da Geração

Supondo que:

- a tendência da afluência de água (a_t) segue um processo (2) de reversão à média \bar{a}_t — que representa a afluência média dada à configuração dos reservatórios no período t , e a afluência é essa tendência ajustada sazonalmente;
- o preço do gás segue um processo (3) de reversão a um preço médio \bar{c} ;
- a tendência da demanda por energia (d_t) segue o movimento geométrico browniano (4), e a demanda efetiva é essa tendência ajustada sazonalmente;
- a equação de balanço hídrico (5) é atendida, ou seja, o estoque de água (v_t) no reservatório é a acumulação do saldo entre a afluência (a_t) ajustada para sua sazonalidade e o turbinamento (u_t) acrescido do “vertimento” (v_t);
- a demanda de energia (d_t) deve ser atendida pelo turbinamento ótimo da hídrica (u_t), pelo despacho ótimo da térmica (g_t) e pelo despacho (f_t) de uma usina fictícia com capacidade infinita de geração de custo marginal (β) vezes maior do que a da térmica para o atendimento do déficit de energia de acordo com (10);
- as usinas térmicas e hidrelétricas têm uma capacidade de geração máxima de G_t e H_t , respectivamente; e
- o volume máximo de água nos reservatórios é V_t .

O problema do despacho ótimo é obter o despacho das usinas térmicas e hidrelétricas, em cada instante de tempo, e estado da natureza, os valores de $\{u\} = \{u_1(z_1), u_2(z_2), \dots, u_T(z_T)\}$ que minimiza o custo operativo W_{zm} .

$$W_{zm} = \text{Min}_{\{u\}} \sum_{t=m}^T E_t \{w_{zt}(u_{zt})\} e^{-rt} \quad \forall z \in Z$$

onde $w_{zt}(u_{zt})$ é o custo operativo instantâneo do sistema, dado o estado da natureza $z = (v, a, d, c) \in Z$, para cada instante de tempo t , com o turbinamento u_{zt} e a taxa de desconto intertemporal utilizada r .

Tal que:

$$w_{zt}(u_{zt}) = c_{zt} (g_{zt} + \beta f_{zt}) \quad (1)$$

$$\Delta a_{zt} = \varphi(\bar{a}_t - a_{zt-1}) + \sigma_a e_a \quad e_a \sim N(0,1) \quad (2)$$

$$\Delta c_{zt} = \eta(\bar{c} - c_{zt}) + \sigma_c e_c \quad e_c \sim N(0,1) \quad (3)$$

$$\Delta d_{zt}/d_{zt} = \mu + \sigma_d e_d \quad e_d \sim N(0,1) \quad (4)$$

$$\Delta v_{zt} = (a_{zt} S_{d(t)} - u_{zt} - x_t) \quad (5)$$

$$0 \leq u_{zt} \leq \text{Min}\{v_{zt}, H_t\} \quad (6)$$

$$0 \leq g_{zt} \leq G_t \quad (7)$$

$$0 \leq f_{zt} \quad (8)$$

$$0 < v_{zt} < V_{\max} \quad (9)$$

$$d_{zt} S_{d(t)} = u_{zt} + g_{zt} + f_{zt} \quad (10)$$

Nesse problema de controle, dado o turbinamento ótimo (u_{zt}), ficam determinadas as demais variáveis de controle: o despacho para as térmicas (g_{zt}), o atendimento sob déficit (f_{zt}) e o “vertimento” x_t . Portanto, podemos considerar que esse problema tem uma única variável de controle (u_{zt}).

Parâmetros das Leis de Movimento

Custo Operacional da Térmica	US\$19/MWh
η : Desvio-Padrão do Preço do Gás	15
σ_c : Termo Auto-Regressivo do Gás	0.86
σ_d : Desvio-Padrão da Afluência	87
ϕ : Termo Auto-Regressivo da Afluência	0.11
μ : Taxa Média de Crescimento da Demanda	6,0 % a.a.
σ_d : Desvio-Padrão da Taxa de Crescimento da Demanda	3,5% a.a.
r : Taxa de Desconto	10,0% a.a.
T : Horizonte de Planejamento	10 anos

BIBLIOGRAFIA

ANEEL. *Resoluções*.

PLANO DECENAL DA ELETROBRÁS

BERTSEKAS, D. P. *Dynamic Programming and Optimal Control*, v. 1 e 2, 1995.

BIRGE, J. R., LOUVEAUX, F. *Introduction to stochastic programming*. New York: Springer-Verlag Research, 1997 (Springer Series in Operations Research).

COOPERS & LYBRAND. Estágio VII do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, v. II. *Relatório Principal*, dez. 1997.

DAVID, P. A. M-S. *Planejamento energético no mercado competitivo: o modelo escandinavo*. Rio: PUC/DEE, 2000 (Ph. D. Dissertation).

- DIXIT, A., PINDYCK, R. *Investment under uncertainty*. Princeton University Press, 1994.
- MENDONÇA, A. F., DAHL, C. The Brazilian electrical system reform. *Energy Policy*, v. 27, 1999.
- MOREIRA, A. R. B., ROCHA, R., DAVID, P. A. M-S. *Participação da termogeração na expansão do sistema elétrico brasileiro*. 2001, mimeo.
- PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 11, n. 3, 1989.
- . *Application of economic in contracts in a hydrothermal system*. VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, May 1998.
- PEREIRA, M.V.F., CAMPODÓNICO, N., KELMAN, R. *Long-term hydro scheduling based on stochastic models*. Zurich: EPSOM'98, Sep. 1998.
- . *Application of stochastic dual DP and extensions to hydrothermal scheduling*. Apr. 1999a (PSRI Technical Report, 012/99).
- PEREIRA, M.V. F., CAMPODÓNICO, N., KELMAN, R., GRANVILLE, S. *Planning risks*. IEEE PICA Tutorial, 1999.
- PEREIRA, M.V.F, KELMAN, R. *Application of economic theory in power system analysis*. VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, May 1998.
- PEREIRA, M.V.F., OLIVEIRA, G. C., COSTA, C.C.G., KELMAN, J. Stochastic streamflow models for hydroelectric systems. *Water Resources Research*, v. 20, n. 3, Mar. 1984.
- PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, June 1985.
- ROGÉRIO, L.F.W. *Privatização do setor elétrico: especificidades do caso brasileiro*. Rio: PUC/Departamento de Economia, 1997 (Texto para Discussão, 373).
- TOURINHO, O. A expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro: uma análise com o modelo PSE. IPEA/INPES, 1985 (Texto para Discussão Grupo de Energia, XXXIII).