

TEXTO PARA DISCUSSÃO Nº 823

**PARTICIPAÇÃO DA TERMOGERAÇÃO
NA EXPANSÃO DO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO***

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, Hélio Migon da UFRJ, Sergio Granville, Maria Candida Abib Lima, Rafael Kelman, da PSR-INC 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

Luís 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 - HIPÓTESES ADOTADAS	2
2.1 - Otimização Estocástica	3
2.2 - Viabilidade Computacional.....	4
2.3 - Conjunto de Informações	5
2.4 - Leis de Movimento.....	5
3 - METODOLOGIA	7
3.1 - Modelo do Despacho Ótimo da Carga	7
3.2 - Método de Solução.....	8
4 - ANÁLISE DA EXPANSÃO.....	11
5 - RESULTADOS.....	12
5.1 - Operação Eficiente da UTE.....	14
5.2 - Valores Críticos do Custo de Construção da UHE	16
6 - CONCLUSÃO	18
APÊNDICE	19
BIBLIOGRAFIA	22

RESUMO

A regulação do setor elétrico no Brasil determina que um agente — o Operador Nacional do Sistema (ONS) — administre o despacho de carga de cada usina com um modelo de otimização que maximiza a utilização intertemporal da energia acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas — minimizando o “vertimento” de água dos reservatórios — ou, o que é equivalente, minimizando o custo de operação das usinas. Para isso admite-se um sistema composto por usinas hidrelétricas (UHes) e termelétricas (UTEs).

O primeiro objetivo deste estudo é desenvolver um modelo empírico que incorpore ao problema do despacho ótimo a incerteza da demanda e do preço do combustível das UTEs.

O segundo objetivo é estimar, para um sistema estilizado, a relação entre o custo de geração de energia — investimento em construção + operação — e a participação da termogeração no sistema.

O terceiro objetivo é medir o impacto da redução da flexibilidade de operação das UTEs sobre o custo de geração do sistema.

Para analisar essas questões, foi utilizado um modelo de controle dinâmico estocástico, que pretende reproduzir, aproximadamente, os resultados do modelo do ONS para um sistema energético simplificado.

ABSTRACT

The power system regulation order that the energy dispatch is centralized by a agent — ONS — that should use a stochastic dynamic optimization model that maximize the energy is accumulated in the hydro plants. This model consider only the uncertainty of water affluence.

Our first issue is develop another model that do the same for a simplified system — just one hydro and one termo plant — but considering the uncertainty of demand and of gas price. Our second target is evaluate the relationship between system expansion cost and termo generation participation. Our third target is to measure the effect of operation flexibility of the power plants on then system operation cost.

To analyse this questions was developed a dynamic stochastic control model that do the optimal dispatch.

1 - INTRODUÇÃO

O sistema de geração elétrica brasileiro se caracteriza pela alta participação de fontes hidráulicas, o que o torna vulnerável a situações de escassez de energia devido à incerteza do regime das chuvas, e implica o problema da utilização intertemporal da energia acumulada nos reservatórios.

A regulação do setor elétrico no Brasil determina que um agente — o Operador Nacional do Sistema (ONS) — administre o despacho de carga de cada usina com um modelo de otimização que maximiza a utilização intertemporal da energia acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas — minimizando o “vertimento” de água dos reservatórios — ou, o que é equivalente, minimizando o custo de operação das usinas. Para isso admite-se um sistema composto por usinas hidrelétricas (UHEs) e termelétricas (UTES). O modelo do ONS supõe conhecidos os valores futuros da demanda por energia elétrica e o preço do gás natural. No entanto, essas quantidades estão sujeitas a inovações de várias fontes, como por exemplo as 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. Essas duas fontes de incerteza são importantes para decisões em que o horizonte de maior prazo seja relevante.

O primeiro objetivo deste estudo é desenvolver um modelo empírico que incorpore ao problema do despacho ótimo essas fontes de incerteza econômica.

As UTES e UHEs apresentam características complementares. O custo de investimento por MW instalado bem como o tempo de construção das UTES são menores do que os das UHEs. A UTE pode ser localizada perto de um centro consumidor — o que evita longas linhas de transmissão — e sua construção é mais simples. Não requer a construção de barragens, sua dimensão não depende do melhor aproveitamento da afluência e da topografia da bacia e a incerteza do custo de construção tende a ser menor. Por outro lado, na UTE o custo marginal de operação é predominantemente determinado pelo preço do gás natural ou outro combustível fóssil que consome. Na UHE o custo próprio de operação é muito baixo (negligenciável), mas a capacidade de geração depende das condições incertas do ciclo hidrológico. Esta incerteza faz com que a UHE tenha de ser dimensionada com folga suficiente para garantir o fornecimento nos períodos de estiagem. Um sistema misto explora as vantagens dos dois tipos de usina, reservando as UTES para os períodos de estiagem. Isso possibilita que um sistema com menor capacidade nominal de geração produza energia com o mesmo grau de confiabilidade de fornecimento.

A gestão eficiente do sistema e a complementaridade das características das UTES e UHEs sugerem que, potencialmente, a expansão com uma proporção maior de capacidade de geração de fontes térmicas pode reduzir o custo de geração.

O segundo objetivo deste estudo é estimar, para um sistema estilizado, a relação entre o custo de geração de energia — investimento em construção + operação — e a participação da termogeração no sistema.

O fornecedor de gás natural utiliza um contrato do tipo *take or pay*, em que o comprador paga um montante fixo pelo gás, consumido ou não, o que reduz o interesse das UTEs em funcionar apenas em momentos de estiagem. A redução da flexibilidade de operação das usinas térmicas aumenta o custo da geração de eletricidade.

O terceiro objetivo deste estudo é medir o impacto da redução da flexibilidade de operação das UTEs sobre o custo de geração do sistema.

Estes objetivos serão abordados sob a ótica de planejamento. O horizonte de planejamento é de 10 anos, e o menor intervalo de observação é mensal. As flutuações da demanda e da afluência inframensais, como por exemplo as flutuações de consumo dentro do dia e dentro da semana, foram ignoradas.

Para analisar essas questões, foi utilizado um modelo de controle dinâmico estocástico, que pretende reproduzir, aproximadamente, os resultados do modelo do ONS para um sistema energético simplificado, mas que incorpora a incerteza da demanda e do preço do combustível, para avaliar o efeito dessas incertezas sobre a distribuição de probabilidade do custo de operação das usinas, em diferentes cenários de expansão do sistema. As próximas seções apresentam as hipóteses adotadas, o modelo, a construção do cenário de projeção e os custos estimados de geração de eletricidade.

2 - HIPÓTESES ADOTADAS

A determinação do despacho ótimo num sistema de geração hidrotérmico é um problema de controle dinâmico estocástico. Em cada instante, o operador do sistema escolhe entre despachar a energia potencial acumulada no reservatório, o que aumenta o risco de déficit futuro de energia, ou reservar a energia potencial para utilização posterior, caso em que aumenta o risco de excesso de armazenagem, tornando necessário verter água sem aproveitamento energético. Um modelo de solução desse problema foi resolvido por Pereira *et alii* (1984, 1985, 1989, 1998a, b e c e 1999a e b) e implementado no programa utilizado pelo ONS, para determinar o despacho da geração.¹

Uma abordagem que tem sido adotada consiste em utilizar os resultados desse modelo para derivar valores para variáveis de problemas relacionados, como por exemplo calcular a rentabilidade do investimento de uma usina térmica. Essa abordagem tem a vantagem da aderência, já que utiliza o próprio modelo do ONS para a análise, mas tem a desvantagem de ficar contida nas mesmas limitações desse modelo, como não considerar outras hipóteses de expansão e de regulação

¹ O ONS só faz a operação do sistema, ou seja, o seu horizonte é de curto prazo. O planejamento da expansão era feito pela Eletrobrás e, atualmente, é feito pela CCPE (MME).

ou o efeito da incerteza da demanda por energia elétrica e do preço do combustível (gás natural).

Neste artigo, propomos outra abordagem. Desenvolvemos um modelo que determina o despacho ótimo a longo prazo, considerando as incertezas econômicas da demanda e do preço do gás natural, e que pode ser utilizado para analisar questões relativas à expansão — o efeito da proporção de UTEs na capacidade de geração e o da flexibilidade de operação das UTEs sobre o custo de operação do sistema — ou ainda calcular a renda líquida das usinas em cada momento e para cada estado da natureza, informação necessária para a análise da atratividade do investimento na expansão da geração.

Este modelo faz a escolha intertemporal da utilização da energia armazenada nos reservatórios, considerando o custo de geração para a sociedade como um todo. Como a sociedade não dispõe da opção de não gerar eletricidade, entendemos que a taxa de desconto pertinente deve considerar apenas a preferência intertemporal de consumo, ou seja, a taxa de desconto livre de risco de longo prazo.

O valor presente do custo de operação do sistema é uma variável aleatória que será avaliada através de duas medidas: valor esperado e valor sob risco. O valor esperado é a medida objeto da otimização e o valor sob risco é uma medida habitual na literatura de finanças que mede o valor da variável num cenário desfavorável, ou seja, na cauda esquerda da sua distribuição de probabilidade. Neste estudo, o valor sob risco foi medido a partir de estimativas da sua média e desvio-padrão.

2.1 - Otimização Estocástica

O problema do despacho ótimo pode ser visto como um problema de programação dinâmica estocástica (PDE), desde que o sistema dinâmico discreto que caracteriza as variáveis de estado seja do tipo markoviano e que a função objetivo seja separável no tempo. Para que o problema tenha essa forma é necessário supor que *a*) a expansão da capacidade de geração é exógena; e *b*) o déficit de energia é “atendido” por uma usina fictícia de custo marginal elevado — custo da energia não-suprida, que chamamos de multa.

A hipótese de que as condições de mercado não afetam o aumento da capacidade é particularmente forte, pois significa que agentes não reagem a preços ao longo do período de projeção. Ou seja, admite-se que os agentes determinam os seus investimentos dado o conjunto de informação no período inicial e não a modificações inesperadas na rentabilidade das usinas.

A segunda hipótese transforma um problema de otimização com restrição de desigualdade num problema de otimização sem restrição de demanda, e pode ser visto como uma versão do algoritmo de penalização. Essa segunda hipótese foi proposta por Pereira *et alii* (1984, 1985, 1989, 1998*a*, *b* e *c* e 1999*a* e *b*) e está incorporada na regulamentação do setor, que determina que o custo marginal

dessa usina fictícia seja o “custo da energia não-suprida”, determinado pelo órgão regulador — Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).²

2.2 - Viabilidade Computacional

Os problemas de programação dinâmica são resolvidos “discretizando” o espaço das variáveis de estado, e portanto dependem criticamente da dimensão desse espaço. Para manter reduzido o número de estados admitimos que *a*) o conjunto das usinas hidrelétricas pode ser representado por uma única usina equivalente, com a mesma capacidade de armazenagem, afluência e geração; e *b*) a demanda e a oferta de energia são exógenas.

Como a cada reservatório corresponde duas variáveis de estado, uma para o estoque e outra para a afluência, que tem comportamento temporal auto-regressivo, optamos por consolidar todos os reservatórios num único. Esse sistema simplificado é equivalente a um com múltiplas bacias, em que as linhas de transmissão tenham capacidade infinita e perda nula, ou a um subsistema de uma única bacia, com todas as usinas da cascata concentradas numa única equivalente.

A quantidade de energia armazenada em cada reservatório depende da sua geometria. Os reservatórios e os parâmetros das UHEs — afluência e volume armazenado em cada reservatório — foram agregados utilizando o seu equivalente energético (TWh) que considera os coeficientes técnicos específicos de cada usina, conforme a modelagem adotada pelo ONS. Essa conversão simplifica os cálculos, já que todas as variáveis envolvidas — afluência, turbinamento e a energia produzida e demandada — são medidas na mesma unidade.

A demanda é função do preço de energia elétrica para o consumidor final, preço que é controlado pela Aneel que concede reajustes segundo critérios que visam preservar as margens do setor, que dependem, pelo menos no longo prazo, do custo de gerar a energia. Neste exercício admite-se que a demanda é determinada exogenamente. A favor dessa hipótese pode-se argumentar que a elasticidade preço da energia elétrica é pequena,³ pelo menos para os consumidores não-eleto-intensivos, e que o custo de geração é apenas um dos componentes que formam o preço para o consumidor final, assim como as margens do gerador e do distribuidor. Esses aspectos sugerem que a elasticidade da demanda com respeito ao custo de geração tende a ser pequena, o que suporta a hipótese da exogeneidade da demanda.

² A metodologia de determinação do custo da energia não-suprida atualmente adotada pela Aneel é baseada na elasticidade do consumo de energia elétrica na economia (PIB) brasileira.

³ O que está de acordo com o planejamento da Eletrobrás, que explicita hipótese sobre o preço futuro da energia sobre a projeção da demanda. O trabalho do World Bank Report n. 8.502-Br discute mais detalhadamente essa questão fazendo estimativas sobre a elasticidade preço da demanda por energia, que é reconhecida como pequena.

2.3 - Conjunto de Informações

As usinas termelétricas (nuclear, óleo, carvão, gás etc.) operam com custos marginais específicos, que retratam a sua eficiência no processo de geração de energia elétrica. Neste exercício supomos que todas as usinas térmicas são iguais. Entretanto, o modelo adotado permite incorporar a heterogeneidade dessas usinas sem dificuldade matemática ou computacional adicional, uma vez que a solução ótima é despachá-las segundo o valor crescente de seu custo marginal. Acreditamos que essa simplificação não afeta os resultados de forma significativa.

A capacidade de geração das usinas hidrelétricas é projetada considerando a afluência (vazão) esperada ao seu reservatório, segundo critérios de economicidade e segurança de fornecimento. A relação entre o aumento da capacidade de geração, da afluência esperada e da capacidade de acumulação depende dos projetos efetivamente em desenvolvimento. Neste estudo, admitimos que a capacidade de geração aumenta segundo trajetórias predefinidas. Este aumento de capacidade corresponde à inclusão de novas usinas e é representado no nosso ambiente pelo aumento correspondente da capacidade da UTE e da UHE. A capacidade de acumulação dos reservatórios⁴ é fixa e igual a 800 TWh. Essas características são parâmetros do modelo, que podem ser alterados de acordo com a disponibilidade de informação sobre as trajetórias de expansão projetadas. Um dos exercícios de análise de sensibilidade dos resultados mostra o efeito de alteração dessas hipóteses, aumento da capacidade de acumulação e desbalanceamento entre a afluência esperada e a capacidade de geração hídrica.

2.4 - Leis de Movimento

O problema do despacho ótimo envolve o processo estocástico da afluência de água aos reservatórios — afluência medida em seu equivalente energético —, que é o elemento central do problema do despacho ótimo, e os processos estocásticos do preço do combustível e da demanda por energia elétrica. Cada processo foi especificado considerando o compromisso entre a natureza da variável aleatória e a simplicidade matemática. Simplicidade porque a especificação do processo estocástico tem implicação direta na viabilidade computacional da obtenção da solução. Por exemplo, o número requerido de variáveis de estado de cada lei de movimento é igual a sua ordem auto-regressiva.⁵ Natureza do processo porque a sua trajetória tem propriedades esperadas e que devem ser estimadas e validadas através dos dados empíricos disponíveis. A discussão detalhada da estimação e validação encontra-se no Apêndice A.3.

⁴Os reservatórios eram projetados, no antigo sistema, com capacidade para suportar a demanda considerando a pior afluência esperada, com 95% de confiança, ou seja, para um VAR de 95% da afluência (distribuição incondicional estimada sobre todo o histórico), e que corresponde, aproximadamente, a este volume proporcional.

⁵ Ao número de variáveis defasadas que definem o processo estocástico.

2.4.1 - Afluência

Os dados de afluência nas principais bacias dos rios do Brasil são coletados desde 1930. Utilizando esses dados, a especificação dos reservatórios projetados para o ano de 2004 e os coeficientes técnicos de cada usina que converte afluência em seu equivalente energético foi construída uma série histórica mensal para os últimos 37 anos, que foi considerada uma realização do processo de afluência.

Na literatura, Pereira, Campodónico e Kelman (1999a) propõem um processo PAR — *periodic autoregressive* — que pode ser aproximado por um processo auto-regressivo do qual foi extraída a componente sazonal (S_m). O processo auto-regressivo estacionário tem a característica de o passado recente ser um preditor do estado atual da natureza. Utilizando testes-padrão de ordem de auto-regressividade não se rejeita a hipótese de que este é um processo auto-regressivo de ordem 1.⁶ O processo AR(1) necessita apenas de uma variável de estado para descrevê-lo e, portanto, a afluência “ a ” pode ser descrita na forma de um processo de reversão à média [equação (1)]:

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

A série histórica foi construída admitindo um conjunto fixo de reservatórios e que, portanto, tem afluência média fixa (\bar{a}). Para representar a expansão é preciso considerar que o aproveitamento das bacias está aumentando, e para isto admitimos que a afluência média muda no tempo (\bar{a}_t) de acordo com a hipótese de expansão da capacidade, e que o coeficiente auto-regressivo (φ) é fixo. Os parâmetros estimados foram ($\varphi = 0,11$, $\sigma_a = 87$).

2.4.2 - Gás natural

A maioria das novas usinas térmicas utilizará o gás natural como fonte de energia. Para estimar o processo do preço do gás supomos que ele é indexado pelo preço do petróleo. Embora não seja um substituto perfeito, é a matéria-prima que melhor se aproxima das características do gás natural. O preço do petróleo tem sido representado como um processo de reversão à média (\bar{c}), padrão usual adotado para *commodities*, conforme a equação (2). Utilizando uma série do preço do petróleo (c) foram estimados os parâmetros do modelo ($\eta = 7,5$, $\sigma_c = 0,86$):

$$\Delta c_t = \eta(\bar{c} - c_t) + \sigma_c e_c \quad e_c \sim N(0,1) \quad (2)$$

2.4.3 - Demanda de energia elétrica

A demanda por energia elétrica está ligada ao nível de renda e ao preço da energia. No Brasil muitos autores defendem que a elasticidade preço é baixa e,

⁶ O primeiro teste não rejeitava a hipótese de que o processo fosse AR(2). Mas as raízes deste processo são ambas reais — o que indica ausência de ciclo — e a segunda raiz contribuía pouco para a explicação da flutuação da variável. Aumentando para 10% o grau de significância do teste a hipótese AR(1) não foi rejeitada.

numa primeira aproximação, pode ser ignorada. Assim, a demanda por energia elétrica segue o nível da atividade econômica,⁷ ou seja, o processo da demanda é semelhante ao processo do PIB. O modelo mais simples para o nível de atividade é o do passeio aleatório com deslocamento, mostrado na equação (3) na qual (μ) mede a taxa de crescimento da demanda. Aqui também admite-se que a demanda tenha uma componente sazonal (S_d) que deve ser extraída. Os parâmetros estimados foram ($\mu = 6\%$, $\sigma_d = 3,5\%$).

$$\Delta d_t/d_t = \mu + \sigma_d e_d \quad d_t^* = d_t S_{d(t)} \quad e_d \sim N(0,1) \quad (3)$$

3 - METODOLOGIA

3.1 - Modelo do Despacho Ótimo da Carga

Supondo que:

- o sistema elétrico é suposto espacialmente unificado e composto por uma UHE, uma UTE e um consumidor;
- a capacidade de geração futura é conhecida;
- a tendência da afluência de água (a_t) segue um processo de reversão à média, e a afluência efetiva é essa tendência ajustada sazonalmente;
- o preço do combustível (c) segue um processo de reversão à média;
- a tendência da demanda por energia (d_t) segue o movimento geométrico browniano, e a demanda efetiva é essa tendência ajustada sazonalmente;
- as componentes aleatórias destes processos são supostas independentes;
- a demanda de energia (d_t) é atendida, nem que seja pela geração por uma “usina fictícia” igual ao eventual déficit de energia;
- as UTEs e UHEs têm capacidade de geração máxima de G_t e H_t respectivamente; e
- a capacidade (volume máximo) dos reservatórios é V .

é possível mostrar que neste problema de controle ótimo estocástico, 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 este problema tem uma única variável de controle (u_{zt}). Assim, o problema do despacho ótimo é obter a seqüência de turbinamento $\{u\}$ das UHEs, em cada instante de tempo t , para cada estado da natureza (z), de tal forma que $\{u\} = \{u_1(z_1), u_2(z_2), \dots, u_T(z_T)\}$ minimiza o custo operativo W_{zm} :

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

⁷ Essa relação é tão próxima que é comum adotar o consumo de energia elétrica como uma *proxy* para o PIB de uma região.

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} ”.

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

Respeitando as seguintes restrições:

- Atendimento à demanda: $d_t S_{d(t)} = u_t + g_t + f_t$

A demanda com ajustes sazonais $d_t S_{d(t)}$ de energia elétrica deve ser atendida pelo turbinamento da hídrica (u_t) e pelo despacho da térmica (g_t). O eventual déficit (f_t) corresponde à geração de uma usina fictícia, de capacidade infinita e custo marginal elevado (fechamento do balanço geração *versus* demanda).

- Balanço hídrico: $\Delta v_t = (a_t S_{a(t)} - u_t - x_t)$

O estoque de água no reservatório (v) é a acumulação do saldo entre o volume de energia afluyente ($a_t S_{a(t)}$), o que é turbinado pela usina hidrelétrica (u_t) e o que é vertido (x_t) por limite de capacidade do reservatório. Portanto, a equação de balanço hídrico a seguir tem de ser satisfeita.

- Capacidade de geração hidrelétrica (turbinamento): $u_{zt} \leq \text{Min}\{v_{zt}, H_t\}$
- Capacidade dos reservatórios: $v_{zt} \leq V_{\max}$
- Capacidade de geração térmica: $g_{zt} \leq G_t$
- Todas as variáveis devem ser não-negativas (≥ 0).
- Lei da afluência: $\Delta a_{zt} = \varphi(\bar{a}_t - a_{zt-1}) + \sigma_a e_a \quad e_a \sim N(0,1)$
- Lei da demanda: $\Delta d_{zt} / d_{zt} = \mu + \sigma_d e_d \quad e_d \sim N(0,1)$
- Lei do custo do combustível: $\Delta c_{zt} = \eta(\bar{c} - c_{zt}) + \sigma_c e_c \quad e_c \sim N(0,1)$

3.2 - Método de Solução

Como a função objetivo é separável no tempo e o sistema dinâmico discreto que caracteriza as variáveis de estado é markoviano, o problema de otimização pode ser resolvido utilizando o algoritmo-padrão da programação dinâmica estocástica [ver Bertsekas (1995)]. Para isso vamos considerar que o conjunto dos estados da natureza (Z_t) seja caracterizado pelo conjunto discreto (Z), onde (X_v, X_a, X_d, X_c) são os conjuntos de valores de cada uma das variáveis de estado consideradas (volume armazenado, afluência hídrica, demanda e preço do combustível).

$$Z = X_v \times X_a \times X_d \times X_c$$

$$X_v = \{v_1, \dots, v_{nv}\} \quad X_a = \{a_1, \dots, a_{na}\} \quad X_d = \{d_1, \dots, d_{nd}\} \quad X_c = \{c_1, \dots, c_{nc}\}$$

O problema de otimização descrito pela equação (4) pode ser resolvido iterativamente $t = T-1, \dots, 0$ determinando o turbinamento ótimo (u_{zt}) em cada

instante (t) e para cada estado da natureza (z),⁸ onde ρ é o fator de desconto intertemporal e $\pi(z^*, t+1|u_{zt}, z, t)$ é a probabilidade de ocorrer o estado z^* no período $t+1$ dado o estado z no período t , e que foi turbinado o volume u_{zt} .

$$W_{zt} = \text{Mín}_{\{u\}} E_t \{ w_{zt}(u_{zt}) + \rho \cdot W_{zt+1}(u_{zt}) \}$$

$$\text{onde } W_{zt+1}(u_{zt}) \cong \sum_{z^* \in Z^*} W_{z^*t+1} \pi(z^*, t+1|u_{zt}, z, t)^9 \quad (4)$$

com condição terminal igual à equação (5):

$$W_{zT} = w_{zT} \quad \forall z \in Z \quad (5)$$

Como os processos da afluência, demanda e preço do combustível são supostos independentes, a probabilidade de transição é o produto das probabilidades de transição de estado de cada processo e, portanto, cada estado z no período t (e correspondente z^* no período $t+1$) está associado aos valores de afluência a_{zt} (a_{zt+1}^*), demanda d_{zt} (d_{zt+1}^*) e preço do combustível c_{zt} (c_{zt+1}^*). Portanto, a probabilidade de mudança do estado z no período t para o estado z^* no período $t+1$ é dada por:

$$\pi(z^*, t+1|u_{zt}, z, t) = \pi_a(a_{zt+1}^*, t+1|u_{zt}, a_{zt}, t) \cdot \pi_d(d_{zt+1}^*, t+1|u_{zt}, d_{zt}, t) \cdot \pi_c(c_{zt+1}^*, t+1|u_{zt}, c_{zt}, t) \quad (6)$$

Por conveniência de notação vamos redefinir: ($x_{at} = a_{zt}$), ($x_{dt} = [d_{zt} - d_{zt-1}]/d_{zt-1}$), ($x_{ct} = c_{zt}$), então o valor esperado e a variância de cada variável são dados por:

$$E(x_{a^*t+1}|x_{a,t}) = (1 + \phi) x_{a,t} - \phi \bar{a}_t \quad S(x_{a^*t+1}|x_{a,t}) = \sigma_a^2 \quad (7.1)$$

$$E(x_{c^*t+1}|x_{c,t}) = (1 + \eta) x_{c,t} - \eta \bar{c} \quad S(x_{c^*t+1}|x_{c,t}) = \sigma_c^2 \quad (7.2)$$

$$E(x_{d^*t+1}|x_{d,t}) = \mu \quad S(x_{d^*t+1}|x_{d,t}) = \sigma_d^2 \quad (7.3)$$

e a probabilidade de transição (π) é aproximada por:¹⁰

$$\pi_m(x_{m^*t+1}|x_{m,t}) = \frac{p_m(x_{m^*t+1}|x_{m,t})}{\sum_{m^*} p_m(x_{m^*t+1}|x_{m,t})} \quad m = a, c, d \quad (8)$$

onde:

$$p_m(x_{m^*t+1}|x_{m,t}) = e^{-0,5[x_{m^*t+1} - E(x_{m^*t+1}|x_{m,t})]^2 / S(x_{m^*t+1}|x_{m,t})} \quad m = a, c, d$$

⁸ Para mais detalhes, ver Bertsekas (1995, Cap. 1, *closed-loop minimization*).

⁹ Sempre que necessário o valor da função objetivo foi interpolado ou extrapolado linearmente.

¹⁰ Por economia de cálculo consideramos apenas os estados (m^*) cuja probabilidade de ocorrência é maior do que um valor 0,1%:

$$X^*(x_{mt}) = \{x_{m^*t+1} \in X_m \text{ tq } |x_{m^*t+1} - E(x_{m^*t+1}|x_{m,t})| < k S(x_{m^*t+1}|x_{m,t})^{0,5}\} \quad m = a, c, d$$

A solução do problema do despacho ótimo centralizado (DOC) obtém, para cada estado da natureza e instante de tempo, o turbinamento ótimo u_{zt} . Dado este turbinamento ótimo é possível calcular o valor presente esperado de qualquer função determinística $f_{zt}(u_{zt})$.¹¹ Por exemplo a quantidade de energia produzida pela UTE $w_{zt}^1 = g_{zt}$, ou sob condição de déficit $w_{zt}^2 = (d_{zt} - g_{zt} - u_{zt})$.

A solução clássica de problemas de programação dinâmica estocástica (PDE) é a substituição da parte estocástica da função objetivo pelo chamado equivalente determinístico, ou seja, pela função objetivo que indica o valor esperado das variáveis aleatórias como função das decisões feitas *a priori*. Nessa solução se busca otimizar o valor esperado da função objetivo [ver Birge e Louveaux (1997)]:

$$\text{PDE: } W_{zt} = \text{Min}_{\{u\}} E_t \{ w_{zt}(u_{zt}) + \rho \cdot W_{zt+1} \} \quad \forall z \in Z \quad (9)$$

Alternativamente, o problema de PDE pode ser resolvido obtendo o valor esperado da solução ótima obtida para cada um dos possíveis cenários. Essa solução é conhecida na literatura [Birge e Louveaux (1997)] como “*wait and see*” (WS), fazendo alusão à situação em que se conhece *a priori* os cenários futuros (*perfect information*):

$$\text{WS: } W_{zt} = E_t \{ \text{Min}_{\{u\}} [w_{zt}(u_{zt}) + \rho \cdot X_{zt+1}] \} \quad \forall z \in Z \quad (10)$$

No entanto, a solução ótima obtida dessa forma pode apresentar um resultado muito ruim, nos casos em que a realização das variáveis aleatórias é distante dos respectivos valores esperados. Em geral, quanto mais complexa a PDE mais verdadeira é essa questão.

Essa é a solução adotada no algoritmo proposto por Pereira (1989)¹² e implementado no modelo utilizado pelo ONS. No Apêndice A.3 apresentamos exercícios que comparam resultados obtidos com as duas abordagens (PDE clássica e WS).

A resolução do modelo do DOC com as três fontes de incerteza simultaneamente envolve quatro variáveis de estado — nível do reservatório, afluência, preço do gás natural e demanda por energia —, o que implica um número muito elevado de estados e tempo de computação excessivo.¹³ Por esse motivo, neste exercício o modelo foi resolvido para os seguintes casos particulares:

- “Padrão”: afluência estocástica, mas demanda e custo do combustível determinísticos, ou seja, $\sigma_c = 0$, $\sigma_d = 0$. Semelhante ao modelo utilizado pelo ONS.

¹¹ Utilizando a equação de recorrência: $w_{zt}^f = f_{zt}(u_{zt}) + \rho \sum_{z^*} w_{z^*t+1}^f \pi(z^*, t+1 | u_{zt}, z, t)$.

¹² O algoritmo proposto por Pereira (1989) gera trajetórias de vazão, e para cada uma resolve um problema de programação dinâmica determinístico. O valor esperado das variáveis resultado é interpretado como o resultado do problema estocástico.

¹³ Estimado em cerca de 60 horas em um computador de 500 MHz.

- “C.Incerto”: afluência e custo do combustível estocásticos, mas demanda determinística, ou seja, $\sigma_d = 0$; e
- “D.Incerta”: afluência e demanda estocásticas, mas custo do combustível determinístico, ou seja, $\sigma_c = 0$.

4 - ANÁLISE DA EXPANSÃO

A característica complementar da UTE e da UHE com respeito ao custo de construção e de operação sugere a vantagem, do ponto de vista econômico, de um sistema que combine os dois tipos de usina. A UTE utilizada apenas nos períodos de escassez relativa de energia permite dimensionar sistemas com menor custo de geração e com a mesma confiabilidade de operação.

Focalizando nesta complementaridade consideramos o sistema unificado referido na descrição do modelo do DOC que tem apenas uma usina de cada tipo. Admitindo que o sistema está dimensionado de forma equilibrada — potência firme instalada igual à demanda esperada — e que o investimento na expansão se dá de forma igualmente distribuída ao longo do tempo, o sistema fica caracterizado pela proporção κ de termogeração na potência firme instalada no final do horizonte de projeção. Assim, para cada valor de κ é determinada¹⁴ uma trajetória para a potência instalada da UHE e da UTE, respectivamente, $H_t(\kappa)$, $G_t(\kappa)$.

O custo da expansão em cada período é o valor presente do gasto no horizonte de planejamento, com os pagamentos das parcelas do financiamento desta expansão.¹⁵ Dessa forma fica definido um coeficiente de ajuste financeiro específico para cada tipo de usina e período em que o investimento é realizado¹⁶ x_t^T, x_t^H . Se o custo de orçamento da UTE é C , o custo da expansão no período t é $C x_t^T$. O custo de construção da UHE depende das condições topográficas de cada usina, por isso foi considerado variável e medido como um múltiplo α de C . Assim, o custo da expansão da UHE é $\alpha C x_t^H$.

¹⁴ Descrita no Apêndice.

¹⁵ A vida útil da UTE (20 anos) e da UHE (40 anos) é maior do que o horizonte de planejamento (10 anos), o que implica que a usina tem um valor no período final. Esta é uma situação comum na literatura de modelos empíricos 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.

¹⁶ Os ajustes financeiros da UTE e da UHE são $x_t^T = C(2,20,10,t,1)$, $x_t^H = C(8,40,10,t,0,1)$, onde $C(c, d, t, h, j)$ é o prazo de construção; d a vida útil da usina; h o horizonte, t o período do investimento e j a taxa de juros. $C(c, d, t, h, j) = \frac{(1+j)^c - 1}{j} \frac{j(1+j)^{d-1}}{(1+j)^d - 1} \frac{(1+j)^t - 1}{j(1+j)^{t-1}(1+j)^{h-t}}$

Dada a trajetória de expansão, $H_i(\kappa)$ e $G_i(\kappa)$, o modelo do DOC calcula o valor presente esperado mínimo do custo operacional, $CO(\kappa)$. O custo de geração de energia num certo horizonte de planejamento é dado por:

$$CG(\kappa) = CO(\kappa) + \sum C x_i^T \Delta G_i(\kappa) + \sum \alpha C x_i^H \Delta H_i(\kappa) = CO(\kappa) + C_{UTE}(\kappa) + \alpha C_{UHE}(\kappa)$$

A derivada $\frac{\partial CG(\kappa)}{\partial \kappa}$ indica o efeito do aumento da participação da termogeração κ sobre o custo de geração. O sinal dessa derivada depende do custo relativo α da UHE, que assume um valor crítico quando essa derivada é nula, indicando que seria indiferente expandir aumentando a participação da UHE ou da UTE.

$$\partial CG(\kappa) = \partial CO(\kappa) + \partial C_{UTE}(\kappa) + \alpha \partial C_{UHE}(\kappa) \cong \Delta CO(\kappa) + \Delta C_{UTE}(\kappa) + \alpha \Delta C_{UHE}(\kappa)$$

$$\partial CG(\kappa) = 0 \rightarrow \alpha(\kappa) \cong -\{\Delta CO(\kappa) + \Delta C_{UTE}(\kappa)\} / \Delta C_{UHE}(\kappa)$$

Se o custo de expansão da UHE for maior do que esse valor crítico, é mais econômico expandir utilizando a UTE, caso contrário a expansão mais econômica seria a da UHE.

O custo operacional inclui o custo de déficit, na medida em que alguns dos possíveis cenários futuros sejam de escassez de energia. O custo de déficit pode ser racionalizado como um custo social efetivo, ou como um custo fictício. Como tal medida dá margem a dúvidas, foi calculada também uma outra medida do custo operacional que exclui o custo do déficit. Essa última é uma medida razoável do custo efetivo com o consumo de combustível pela UTE se a taxa de déficit for limitada.

O valor crítico calculado para o parâmetro α considera apenas a flexibilidade de operação das usinas, térmicas e hidrelétricas. Uma UTE, em geral, pode ser construída num prazo menor do que uma UHE, o que possibilita maior flexibilidade de expansão do sistema. O critério utilizado para a análise da participação da UTE na expansão não considerou esse tipo de vantagem.

5 - RESULTADOS

As parcelas da função custo de geração não têm expressão analítica, mas podem ser calculadas para qualquer valor de κ . Neste exercício, escolhemos quatro valores¹⁷ para esta participação que descrevem opções extremas de política de expansão. Os casos considerados correspondem aproximadamente a: *a*) atual participação da termogeração; *b*) participação de 20%, projetada no último plano

¹⁷ De fato essa função pode ser calculada para qualquer número de pontos, para obtenção de resultados tão precisos quanto requeridos.

decenal da Eletrobrás; *c*) participação de 30%; e *d*) congelar a atual participação da UHE e expandir exclusivamente por térmica. Respectivamente {8%, 20%, 30% e 46%}.¹⁸

O período de planejamento escolhido para estudo é a próxima década [2001 a 2010] que contém o ano de 2004 aproximadamente como ponto médio, ano para o qual dispomos de informação sobre a afluência do sistema projetado. A demanda no ano de 1999 foi de 290 TWh. A Tabela 1 descreve resumidamente cada caso.

Tabela 1

Resumo da Expansão por Alternativa no Ano de 2010

κ : Participação da Termogeração	Térmica				Hidráulica $\alpha = 1$			
	8%	20%	30%	46%	8%	20%	30%	46%
Potência em 2010 (GW)	5,1	12,8	19,3	29,3	59,0	51,4	44,9	34,0
Aumento da Potência (GW)	1,7	9,4	15,8	26,5	24,8	17,1	10,7	0

Com essas trajetórias foi calculada a taxa de déficit medida pela proporção da demanda total que foi atendida pela usina fictícia. A Tabela 2 apresenta essa taxa medida para os estados iniciais extremos, escassez e fartura de energia acumulada. Podemos observar que em todos os casos (modelos, participação térmica e volume armazenado inicial) a chance de déficit é menor do que 3%.

Tabela 2

Déficit /Mercado

Modelo	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	8%	20%	46%	8%	20%	46%
Padrão	1,1	0,9	0,7	0,0	0,0	0,0
C.Incerto	1,1	0,9	0,7	0,0	0,0	0,0
D.Incerta	3,0	2,7	2,5	1,6	1,6	1,6

Os resultados do modelo são calculados para todos os possíveis estados iniciais. Para sintetizar os resultados, os valores iniciais das variáveis foram integrados com respeito à distribuição do valor inicial da variável correspondente: afluência, demanda de energia e preço do gás natural. Para a afluência supomos a equi-probabilidade,¹⁹ para as demais variáveis utilizamos as equações das leis de movimento para obter a distribuição da previsão dessas variáveis para o ano 2000, início das nossas projeções.

Os resultados dependem fortemente do volume inicial dos reservatórios; estamos supondo que o reservatório da usina hidráulica corresponde a, aproximadamente, 2,5 vezes a afluência média anual. Como o horizonte de planejamento é de 10 anos, a informação do volume inicial, máximo ou mínimo, é relevante. Admitir

¹⁸ A descrição das trajetórias associadas a cada caso está no Apêndice.

¹⁹ É uma hipótese simplificadora — pois não sabemos o valor inicial da afluência — mas pouco importante. A afluência é um processo auto-regressivo estacionário, e portanto o seu efeito ao longo do tempo tende a se reduzir e, como consequência, os resultados são pouco afetados pelo estado inicial dessa variável.

que o volume inicial é mínimo implica que não há energia armazenada para a geração futura, podendo superestimar o custo de geração devido ao efeito da escassez extrema de energia. Já admitir o volume inicial é máximo subestima o custo da geração no horizonte de planejamento, pois a energia previamente armazenada é utilizada para a geração futura. Escolhemos apresentar todos os resultados para o volume mínimo e máximo de energia armazenada nos reservatórios.

Admitiu-se que a usina térmica é de ciclo combinado com rendimento de 7MMBTU/MWh, cujo custo do gás natural na porta da usina igual a US\$ 2.9/MMBTU (incluindo a margem da distribuidora e os impostos), custo variável de US\$ 2/MWh e custo de construção de US\$ 650/kW. A Tabela 3 resume os parâmetros das leis de movimento estimadas.²⁰

Tabela 3

Estimação dos Parâmetros das Leis de Movimento

Custo Operacional da Usina Térmica	US\$ 22/MWh
η : Desvio-Padrão do Preço do Gás	8
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%
σ_d : Desvio-Padrão da Taxa de Crescimento da Demanda	3,5%

5.1 - Operação Eficiente da UTE

O modelo gerenciado pelo ONS determina o despacho de carga de forma a minimizar o valor presente esperado do custo de operação das usinas. Com esse objetivo, a UTE seria despachada preferencialmente nos períodos de escassez de energia. O objetivo de reduzir o custo do sistema como um todo faz com que não sejam utilizados da forma mais intensa do capital investido direta ou indiretamente na UTE: custo de construção da usina e do gasoduto.

A faixa de operação econômica das usinas térmicas de alta *performance* (acionadas a turbinas) é relativamente estreita, reduzindo a flexibilidade do despacho. Além disso, o fornecimento de gás natural, para evitar a subutilização das suas instalações, é feito sob um contrato do tipo *take or pay*, que obriga o consumidor (UTE) a pagar pelo consumo contratado mesmo que este não tenha havido. Esse tipo de contrato impõe uma inflexibilidade no consumo do gás e pode induzir as usinas a uma inflexibilidade adicional na operação do sistema.

As usinas do tipo UTE têm a opção de se declarar inflexíveis, total ou parcialmente, garantindo que sejam despachadas prioritariamente, ou seja, atendendo a base de carga. Essa opção garante a utilização mais intensa do capital investido mas reduz a flexibilidade de gerenciamento do estoque de energia

²⁰ Descritas no Apêndice.

armazenado nos reservatórios, ou seja, aumenta necessariamente o valor presente esperado do custo de operação.

Para avaliar o efeito da inflexibilidade sobre o custo operacional, o modelo DOC foi utilizado em duas situações: admitindo que a UTE é 100% flexível e 100% inflexível.²¹ A Tabela 4 mostra a redução do custo operacional propiciado pela utilização flexível da UTE segundo três cenários de participação da UTE na capacidade de geração, e para os estados iniciais limite de escassez e fartura da energia acumulada. A Tabela 5 apresenta o mesmo resultado anulando a parcela do custo operacional relativa ao custo do racionamento.

Tabela 4

Flexibilidade — Taxa de Redução do Custo Operacional

Modelo	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	8%	20%	46%	8%	20%	46%
Padrão	-5,7	-6,3	-7,0	-74,0	-39,4	-25,5
C.Incerto	-6,5	-6,9	-7,5	-74,2	-39,7	-25,8
D.Incerta	-3,7	-5,8	-6,3	-18,6	-19,5	-15,8

Tabela 5

Flexibilidade — Taxa de Redução do Custo da UTE

Modelo	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	8%	20%	46%	$\kappa = 8\%$	20%	46%
Padrão	-24,8	-15,7	-12,9	-74,6	-39,7	-25,6
C.Incerto	-26,4	-16,7	-13,5	-74,8	-39,9	-25,8
D.Incerta	-23,0	-19,6	-15,6	-55,0	-38,6	-26,0

Os resultados mostram que:

a) os contratos flexíveis reduzem entre 6% e 75% o valor esperado do custo de operação do sistema nos modelos Padrão e C.Incerto; e entre 6% e 20% no modelo D.Incerta; e

b) no caso em que o custo do déficit é anulado no cálculo do valor presente esperado do custo operacional, a taxa de redução obtida, apresentada no Apêndice, é semelhante.

²¹ Naturalmente, essa é uma superestimativa do efeito desse tipo de contrato uma vez que nem todas as usinas térmicas utilizam gás natural, e mesmo neste caso a usina térmica pode dispor de uso alternativo para o gás, por exemplo, vendendo para um outro consumidor a preços reduzidos (mercado secundário), sempre que, sendo uma usina flexível, não for despachada pelo ONS.

5.2 - Valores Críticos do Custo de Construção da UHE

O modelo do DOC garante a utilização de menor custo da UTE. A utilização flexível da UTE favorece a expansão do sistema elétrico. Ignorar a utilização flexível da UTE leva a sobreestimar o custo efetivo de operação do sistema.

O valor crítico do custo de construção da UHE a partir do qual seria preferível expandir o sistema com UTE depende de vários elementos: grau de participação da UTE, tipo de incerteza considerado, custo do combustível e custo do déficit. Utilizando a metodologia apresentada, foi calculado o valor crítico para diversas situações.

A Tabela 6 apresenta o valor crítico como função do nível de participação κ , tipo de incerteza considerado, e para os dois estados iniciais extremos — fartura e escassez de energia acumulada, considerando o custo operativo da UTE = US\$ 34/MWh e o custo de déficit = US\$ 342/MWh.

Tabela 6

Nível Crítico do Custo de Construção da UHE por Tipo de Incerteza

Modelo	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	8%	20%	30%	8%	20%	30%
Padrão	2,27	2,32	2,12	2,81	2,93	2,65
C.Incerto	2,39	2,43	2,20	2,92	3,04	2,73
D.Incerta	2,01	2,19	1,99	2,53	2,88	2,67

A diminuição do preço do gás natural ou o aumento do rendimento da usina térmica reduz o custo operativo da UTE, o que, tudo o mais constante, favorece a termogeração.²² A Tabela 7 apresenta o valor crítico da UHE onde o despacho foi determinado pelo modelo Padrão, que só incorpora a incerteza hidrológica e o custo de déficit = US\$ 342/MWh.

Tabela 7

Valor Crítico do Custo de Construção da UHE por CMO da UTE

CO_{UTE} US\$/MWh	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	8%	20%	30%	8%	20%	30%
34	1,95	1,99	1,60	2,36	2,45	2,24
39	2,12	2,14	1,98	2,58	2,69	2,44
44	2,27	2,32	2,12	2,81	2,93	2,65

O aumento do custo unitário do déficit penaliza a ocorrência de escassez e, portanto, desfavorece a utilização da UHE. Essa usina pode não ser capaz de fornecer a sua capacidade devido à incerteza hidrológica. A Tabela 8 apresenta o efeito do aumento do custo unitário do déficit sobre o valor crítico do custo de

²² A inflexão que $\alpha(\kappa)$ apresenta em $\kappa = 20\%$ precisa ser melhor investigada, calculando esta função para uma grade mais acurada.

construção da UHE, considerando o modelo Padrão e o custo operativo da UTE = US\$ 34/MWh.

Tabela 8

Valor Crítico da UHE por Custo de Déficit

C. Déficit US\$/MWh	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	8%	20%	30%	8%	20%	30%
45 ^a	2,77	2,77	2,48	2,81	2,93	2,65
342	2,27	2,32	2,12	2,81	2,93	2,65
684 ^b	1,66	1,83	1,78	2,80	2,92	2,65
1.368	0,42	0,83	1,09	2,80	2,92	2,65

^a Esse valor corresponde à situação em que a capacidade de geração das térmicas fosse infinita, ou seja, não haveria déficit.

^b Esse é o custo de déficit oficial (Aneel) vigente na época de realização das simulações.

Na análise das tabelas anteriores, o aumento do valor crítico desfavorece a expansão por UTE na medida em que requer UHEs mais caras para que a UTE seja competitiva. Os resultados mostram que:

a) a incerteza do preço do gás aumenta a incerteza da renda líquida da UTE, o que a desfavorece;

b) a incerteza da demanda favorece a UTE;

c) a incorporação da incerteza econômica, do preço ou da demanda afeta pouco o valor crítico;

d) se o custo de construção da UHE for menor do que duas vezes o da UTE, é preferível expandir com UHE; caso este custo seja maior do que três vezes, é preferível expandir com UTE. Entre estes limites, a preferência depende do tipo de incerteza e de outros parâmetros;

e) reduções de até 20% do custo operativo da UTE afetam pouco o valor crítico;

f) a variação do custo unitário do déficit modifica substancialmente o valor crítico. Se o custo do déficit atingir US\$ 1.368/MWh — o que está sendo²³ cogitado — a UTE se tornaria, no cenário de escassez, competitiva até mesmo quando o custo de construção da UHE fosse igual ou menor do que o da UTE. Isso porque, em igualdade de potência, uma UHE é sujeita a racionamento e, portanto, para custo de déficit muito alto ela é preferível mesmo que o custo de construção da UHE seja menor do que o da UTE; e

g) no caso em que o custo do déficit é anulado no cálculo do valor presente esperado do custo operacional, o valor crítico obtido da UHE, apresentada no Apêndice, é semelhante.

²³ Nos referimos ao primeiro semestre de 2001, época de realização das simulações feitas neste trabalho.

6 - CONCLUSÃO

Os resultados obtidos neste 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 das limitações apontadas, este exercício aponta algumas questões importantes:

- a redução da flexibilidade de operação da UTEs aumenta o custo de operação do sistema em até 70%;
- deve ser vista com cautela a expansão com UTE se as UHE custarem mais do que três vezes o custo de construção da UTE, assim como a expansão com UTE quando dispõe-se de UHE com custo de construção inferior a duas vezes o da UTE; e
- a inflexão da função do valor crítico para 20% de participação da UTE deve ser melhor investigada.

Finalmente, analisamos sumariamente o plano decenal de expansão da Eletrobrás para o período 1999/2008 com os resultados obtidos. Esse plano apresenta o conjunto de usinas projetadas, com o respectivo custo de construção médio. Classificamos as usinas com respeito a seu tipo (UTE/UHE) e dimensão, no caso da UHE, e atualizamos o custo de construção para valores atuais. A Tabela 9 apresenta as UHEs classificadas por classe de potência, onde foi destacada a usina de Monte Belo²⁴ no Pará pela sua dimensão.

Tabela 9

Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás — 1999/2008

Tipo de Usina	(MW)	Quantidade	Total (GW)	%	US\$/kW	α
UHE — Pequenas	< 100	58	1,4	4	1.400	2,8
UHE — Médias	100 - 450	40	8,5	23	1.300	2,6
UHE — Grandes	> 450	8	7,0	19	2.090	4,1
UHE — Monte Belo	11.000	1	11,0	30	1.050	2,1
UTE — Carvão		3	0,9	2	1.010	2,0
UTE — GN		18	7,8	22	505	1,0

Comparando essa tabela com os nossos resultados podemos observar que as UHEs pequenas e médias são competitivas com as UTEs a gás natural (GN), mas as grandes UHEs não o são. Em relação às UTEs a carvão não podemos ser conclusivos, pois seu custo de investimento é o dobro de uma UTE a GN, porém seu custo de operação é US\$ 2.2/MWh (seis vezes menor do que o da UTE a GN).

²⁴ No custo dessa usina foi incluído o custo de transmissão para a região Sudeste no valor de US\$ 600/MW.

APÊNDICE

A.1 - Valor Crítico do Custo de Construção da UHE Calculado Utilizando a Medida do Custo de Operação que Exclui o Custo da Usina Fictícia

Tabela A.1.1

Nível Crítico do Custo da UHE por Tipo de Incerteza

Modelo	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$
Padrão	2,83	2,78	2,45	2,81	2,93	2,65
C.Incerto	2,95	2,89	2,53	2,93	3,04	2,74
D.Incerta	2,64	2,76	2,47	2,53	2,08	2,65

Tabela A.1.2

Valor Crítico da UHE por Custo de Déficit em R\$/MWh

C. Déficit	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$
45	2,80	2,81	2,52	2,81	2,93	2,65
342	2,83	2,78	2,45	2,81	2,93	2,65
684	3,05	2,47	2,44	2,81	2,93	2,65
1368	2,87	2,80	2,44	2,81	2,93	2,65

Tabela A.1.3

Valor Crítico da UHE por CO da UTE em US\$/MWh

CMO	$V_0 = 0$			$V_0 = 800$		
	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$
34	2,38	2,34	2,08	2,36	2,46	2,24
39	2,61	2,56	2,26	2,58	2,69	2,44
44	2,83	2,78	2,45	2,81	2,93	2,65

A.2 - Estimação das Equações de Transição

Fonte dos dados:

- Série mensal da vazão medida em TWh: PSR consultoria
- Série de demanda de energia elétrica do Brasil: Furnas
- Série de preço de petróleo: IFS/IMF (*Light Brent Blend Oil*)

Modelos estimados:

- Fatores sazonais da demanda e vazão
- Preço do gás: $\Delta c(t) = 0,86 \cdot (38 - c(t-1)) + 15e(t)$ $e(t) \sim N(0,1)$
- Vazão: $\Delta a(t) = 0,11 \cdot (360 - a(t-1)) + 87e(t)$ $e(t) \sim N(0,1)$
- $\Delta d(t) / d(t) = 0,06 dt + 0,035 e(t)$ $e(t) \sim N(0,1)$

Modelo de retorno à média:

- Tempo contínuo: $\partial X = \eta (\bar{X} - X) + \sigma x$ $x \sim N(0,1)$ estimado no ano
- Tempo discreto: $\Delta X_t = a + b X_{t-1} + s x$ $x \sim N(0,1)$

$$\eta = -\text{Ln}(1+b) \quad \sigma = s \sqrt{\frac{\text{Ln}(1+b)}{(1+b)^2 - 1}}$$

A.3 - Efeito dos Parâmetros e Método de Solução sobre Custo de Operação

O modelo WS apresenta por definição um custo operacional menor do que o do modelo RP, conforme observado na Tabela A.3.1.

Tabela A.3.1

Razão entre o Valor Esperado do Custo de Operação WS/RP

Caso	$V_0 = \text{Mín}$			$V_0 = \text{Máx}$		
	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$	$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$
WS/RP	0,991	0,995	0,995	1,000	1,000	1,000

A Tabela A.3.2 apresenta a análise de sensibilidade em relação a parâmetros da afluência, para a alternativa A do modelo Padrão. O aumento de 3,2 na trajetória da média eleva em 3,5% o custo operacional; o aumento de 0,03 no parâmetro ϕ (velocidade de reversão) eleva o custo em 0,7%; e, finalmente, o aumento em σ_a (volatilidade) eleva o custo em 1%.

Tabela A.3.2

Análise de Sensibilidade dos Parâmetros da Afluência

	$\Delta(\bar{a}_t) = 3.2$	$\Delta\phi = 0,03$	$\Delta\sigma_a = 10$
Média ($V_0 = 0$)	1,035	1,007	1,010
D. Padrão ($V_0 = 0$)	1,058	1,010	1,016
Média ($V_0 = 800$)	1,001	1,000	1,000
D. Padrão ($V_0 = 800$)	1,006	1,005	1,004

A Tabela A.3.3 apresenta a análise de sensibilidade em relação a parâmetros da demanda para a alternativa $\kappa = 46\%$ do modelo D.Incerta. O aumento na volatilidade σ_d eleva o custo.

Tabela A.3.3

Análise de Sensibilidade dos Parâmetros da Demanda

V_0	Mín.		Máx.	
Demanda	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
$\Delta\sigma_d = 0,005$	1,007	1,007	1,008	1,008

A Tabela A.3.4 apresenta a análise de sensibilidade em relação a parâmetros do preço do gás para a alternativa C do modelo C.Incerto. A diminuição na velocidade de reversão (η) de 0,1 eleva o custo operacional em 9,8%, e o aumento em σ_c eleva o custo em 0,5%.

Tabela A.3.4

Análise de Sensibilidade dos Parâmetros do Preço do Gás

Volume Inicial	0		800	
C. Marginal	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
$\Delta\eta = -0,1$	1,098	0,845	1,099	0,851
$\Delta\sigma_c = 5$	1,005	0,994	1,005	0,994

A.4 - Construção da Trajetória Projetada da Oferta

As alternativas de expansão foram construídas supondo o sistema equilibrado — oferta igual a demanda esperada — e supondo incremento constante da potência instalada.

Tabela A.4.1

Expansão da Potência Instalada — TWh/Ano

Período	Demanda	Geração Térmica			
		$\kappa = 8\%$	$\kappa = 20\%$	$\kappa = 30\%$	$\kappa = 46\%$
2000/01	330	30	30	30	30
2001/02	350	30	50	50	50
2002/03	371	30	71	71	71
2003/04	394	32	79	94	94
2004/05	418	33	84	118	118
2005/06	444	36	89	133	144
2006/07	471	38	94	141	171
2007/08	499	40	100	150	199
2008/09	530	42	106	159	230
2009/10	562	45	112	169	262

BIBLIOGRAFIA

ANEEL. *Resoluções*.

BERTSEKAS, D. P. *Dynamic Programming and Optimal Control*, v.1/2. Academic Press, 1995.

BIRGE, J. R., LOUVEAUX, F. *Introduction to stochastic programming*. Springer-Verlag, 1997.

COOPERS & LYBRAND. Estágio VII do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, v. II. *Relatório Principal*, dez. 1997.

DAVID, P. *Precificação da energia elétrica no mercado brasileiro*. Rio de Janeiro: PUC, 1999, mimeo.

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

ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 1999/2008*.

MENDONÇA, A. F., DAHL, C. *The Brazilian Electrical System Reform Energy Policy*, n. 27, 1999.

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

———. *Application of economic in contracts in a hydrothermal system*. VI Sepope, May 1998c.

PEREIRA, M. V. F., CAMPODÓNICO, N., KELMAN, R. *Long-term hydro scheduling based on stochastic models*. Epsom'98, Zurich, Sep. 1998a.

———. *Application of stochastic dual DP and extensions to hydrothermal scheduling*. PSR Inc. Apr. 1999a (Technical Report, 12).

PEREIRA, M. V. F., CAMPODÓNICO, N., KELMAN, R., GRANVILLE, S. *Planning risks*. IEEE PICA Tutorial, 1999b.

PEREIRA, M. V. F., KELMAN, R. *Application of economic theory in power system analysis*. VI Sepope, May 1998b.

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. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, June 1985.

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).

WERNECK, R. *Privatização do setor elétrico: especificidades do caso brasileiro*. Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Economia, 1997 (Texto para Discussão, 373).