

## **4**

### **FORMAÇÃO DO PREÇO E EXPANSÃO DA OFERTA**

Nesta sessão discutimos a formação do preço spot, que no atual marco regulatório do mercado brasileiro de energia elétrica, é o custo marginal de operação (CMO) determinado pelo modelo de otimização do despacho da geração.

Nesta sessão mostramos que o modelo vigente não sinaliza de forma eficaz a necessidade de expansão do sistema e propomos modelos alternativos que corrijam esta distorção.

## 4.1 INTRODUÇÃO

Por definição, o preço spot reflete o equilíbrio instantâneo (*clearing*) de oferta e procura. O atual (2003) marco regulatório do mercado brasileiro de energia elétrica define o preço da energia elétrica como sendo o custo marginal de operação (CMO), determinado pelo modelo de otimização do despacho da geração, que visa minimizar o custo operativo do sistema ao longo do tempo.

O financiamento da expansão auto-sustentada da capacidade de geração é baseado<sup>8</sup> na venda da produção futura através dos contratos de longo prazo. Por outro lado, os contratos são derivativos, cujo preço (*“forward price”*) é função da expectativa dos agentes vendedores e compradores sobre os cenários futuros de preço spot.

Portanto, o preço spot não só reflete o equilíbrio de curto prazo, mas também é a base do equilíbrio de longo prazo. Neste sentido, a eficácia do modelo de formação do preço na indução e viabilização econômica da expansão marginal da oferta, é uma medida da adequação do modelo de despacho.

É certo que ao reduzir a incerteza da renda, os contratos aumentam a viabilidade dos investimentos. Contudo, devemos lembrar que no marco regulatório atual, o despacho é totalmente desvinculado dos requisitos impostos pela contratação. Por isso não consideramos o efeito dos contratos na nossa análise de viabilidade dos investimentos, enquanto medida da adequação do modelo de despacho da geração.

---

<sup>8</sup> Esquemas de *“Project Finance”* (OLIVEIRA *et al.* 1998)

## 4.2

### MODELO DE DESPACHO DA GERAÇÃO HIDROTÉRMICA

Num mercado regulado de energia, o objetivo da sociedade, representado na função objetivo do modelo de otimização do despacho da geração, é minimizar o custo operativo do sistema ao longo do tempo.

O custo operativo em cada instante de tempo (período) é função do estado do sistema, dado pela demanda, custo marginal de operação das térmicas, do nível do estoque e da afluência hídrica.

A princípio, todas estas variáveis são incertas e seguem processos temporais que podem ser modelados como processos estocásticos Markovianos.

No entanto, dada a pequena participação da geração termelétrica no sistema brasileiro, o custo marginal da geração termelétrica é usualmente aproximado pelo seu valor esperado.

Por outro lado, o horizonte de planejamento da operação do sistema, é relativamente curto (5 anos, no caso brasileiro) e usualmente a demanda também é aproximada pelo seu valor esperado, embora sejam feitos estudos de sensibilidade considerando previsão de maior e menor crescimento.

Assim, o custo de operação do sistema é descrito escrito como função de somente duas variáveis de estado, estoque e afluência: " $W_t(e_t, a_t)$ ".

Sendo a afluência e o estoque descritos como processos estocásticos Markovianos e sendo a função-objetivo separável no tempo, o problema do despacho ótimo da geração hidrotérmica pode ser descrito como um problema de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) (BERTSEKAS 1976), e o custo operativo pode ser expresso pela seguinte equação recursiva (equação de Bellman):

$$W_t(e_t, a_t) = \min_{h_t} [ w(D_t - h_t) + E_t \{ W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t) \} \rho ] \dots \dots \dots \text{ eq.(23)}$$

Onde:

- $w(D_t - h_t)$ : custo operativo imediato devido à geração termelétrica e ao eventual déficit de energia (discutido adiante)

- $W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t)$ : custo operativo total desde o próximo período até o horizonte de planejamento, para o estoque e afluência previstas, dados o estoque atual, o histórico de afluências e o despacho da geração hidrelétrica.
- $\rho$ : taxa de desconto =  $(1+r)^{-1}$ , onde  $r = 10\%$  a.a.<sup>9</sup>.

A figura abaixo ilustra o processo recursivo de cálculo do custo operativo.

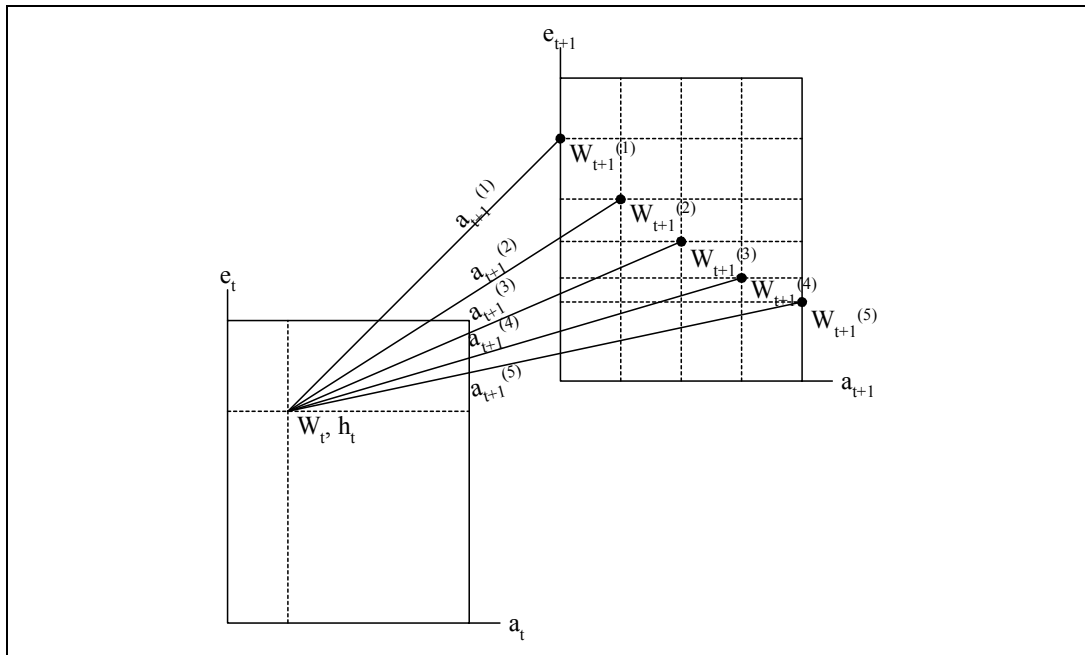


Figura 15 – Cálculo Recursivo do Custo Operativo

Integrando a equação recursiva do custo operativo ao longo do tempo, obtemos a expressão do custo operativo no instante atual ( $t = 0$ ), quando é tomada a decisão de despacho da geração:

$$W_0(e_0, a_0) = \min_{h^*(e_t, a_t, t)} \sum_{t=0}^T w_t(e_t, a_t, h_t) \cdot \rho^t \dots\dots\dots \text{eq.}(24)$$

O custo imediato “ $w(D_t-h_t)$ ” é a soma do custo da geração termelétrica complementar ( $c_n g_{n,t}$ ) e da penalização pelo eventual déficit ( $d_i f_{i,t}$ ). Assim, os custo imediato é função da diferença entre a demanda atual “ $D_t$ ” e o despacho hidrelétrico total “ $h_t$ ”:

$$w(D_t-h_t) = \sum_n c_n g_{n,t} + \sum_i d_i f_{i,t} \dots\dots\dots \text{eq.}(25)$$

<sup>9</sup> A taxa de desconto de  $\rho = 0.909$  correspondente à taxa de juros de 10% a.a. é adotada pelo ONS.

$$\sum_n g_{n,t} + \sum_i f_{i,t} = D_t - h_t \dots\dots\dots \text{eq.}(26)$$

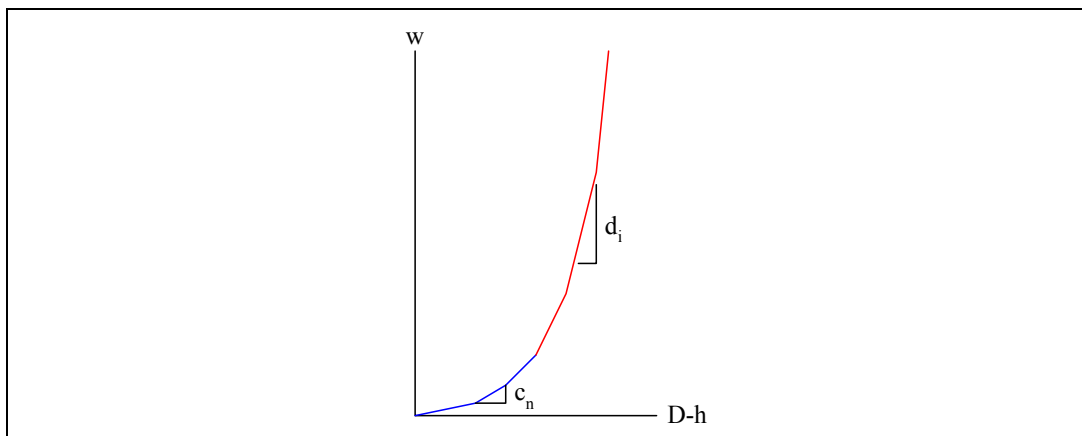
Onde:

- $g_{n,t}$ : produção do n-ésimo gerador térmico.
- $f_{i,t}$ : profundidade do déficit (i-ésimo patamar).
- $c_n$ : custo marginal de operação da n-ésimo gerador térmico.
- $d_i$ : custo marginal do i-ésimo patamar de déficit.

A produção de cada gerador térmico é limitada à respectiva capacidade e também à geração mínima:  $G_n^{\min} \leq g_{n,t} \leq G_n^{\max}$

Analogamente, o déficit em cada patamar é limitado à profundidade do patamar, que é um percentual da demanda:  $f_{i,t} \leq F_i^{\max} D_t$ , sendo o último patamar ilimitado.

As térmicas são despachadas em ordem crescente de custo marginal e, portanto, o custo da geração termelétrica complementar é uma função convexa crescente da demanda residual (subtraída da geração hidrelétrica). Analogamente, o custo de déficit também é uma função convexa crescente da demanda não atendida<sup>10</sup>. Assim, o custo imediato é uma função convexa crescente da diferença entre a demanda e o despacho hidrelétrico, como ilustrado na figura abaixo.



**Figura 16– Custo Marginal da Geração Térmica e do Déficit**

<sup>10</sup> Na metodologia atual, definida na Resolução GCE 109/2001, o custo de déficit é escalonado em 4 patamares de acordo com a profundidade do déficit, que é uma percentagem do valor da demanda.

O estoque evolui segundo a equação de balanço hídrico, sujeito à restrição de capacidade de armazenamento e de estoque mínimo requerido:

$$e_{t+1} = e_t + a_t - h_t - v_t \quad E^{\min} \leq e_{t+1} \leq E^{\max} \dots\dots\dots \text{eq.(27)}$$

Onde “ $v_t$ ” é o vertimento.

Num sistema com aproveitamento em cascata, com vários afluentes, a vazão afluente “ $a_t$ ” a um reservatório inclui a vazão lateral e a vazão defluente dos reservatórios a montante.

O preço *spot* “ $s$ ” em cada estado do sistema é o custo marginal de operação (CMO), que é o custo de atendimento à demanda (equilíbrio instantâneo de mercado), definido como o incremento do custo operativo decorrente de um incremento infinitesimal na demanda.

$$s_t(e_t, a_t) = \partial W_t(e_t, a_t) / \partial D_t \dots\dots\dots \text{eq.(28)}$$

O CMO é a variável dual correspondente à equação (condição) de equilíbrio entre oferta e demanda (eq. 25).

#### 4.2.1 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A utilização direta da programação dinâmica estocástica (PDE) é computacionalmente inviável para um sistema com um número de usinas, como é o caso do sistema brasileiro, pois o número de estados “ $L$ ” cresce exponencialmente com o número “ $N$ ” de usinas hidrelétricas, como indicado na expressão a seguir, onde a faixa de possíveis valores do volume foi dividida em “ $M$ ” valores (estados) e a afluência em “ $K$ ” valores (estados):  $L = M^N K^N$

Uma solução interativa para o problema completo, ou seja, com todas as usinas hidrelétricas, e qualquer número de estados é obtida através da programação dinâmica dual estocástica (PDDE) (PEREIRA *et al.* 1985, 1998(a,b), 1999), que estima a forma aproximada (linearizada por partes) do custo operativo em função do estoque e da afluência, para uma gama de estados (estoque e afluência) relevantes, determinados por simulação. A PDDE estima o valor aproximado da função de custo operativo para um subconjunto relevante de estados. Esta aproximação é obtida através da técnica de Benders, que aproxima a função de custo, que é convexa, por um conjunto de funções lineares, como ilustrado na figura abaixo.

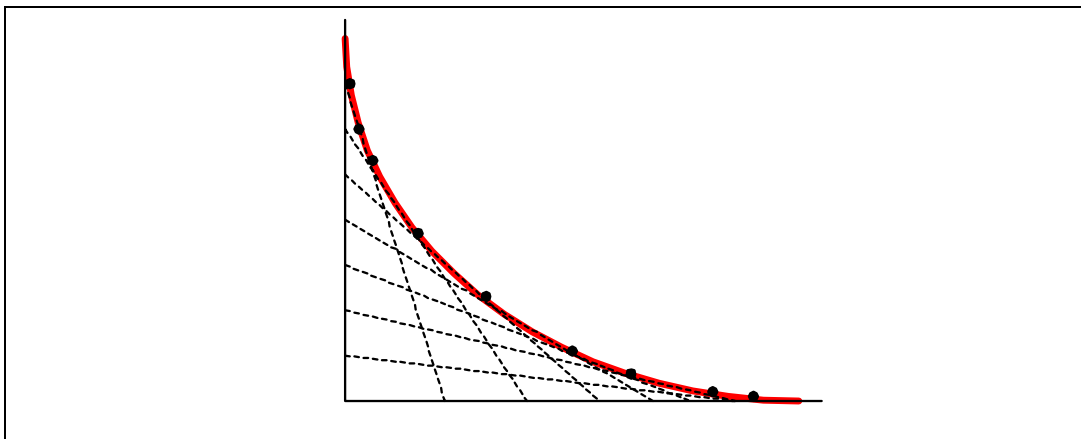


Figura 17 – Aproximação Linear por Partes de uma Função Convexa

#### 4.2.2

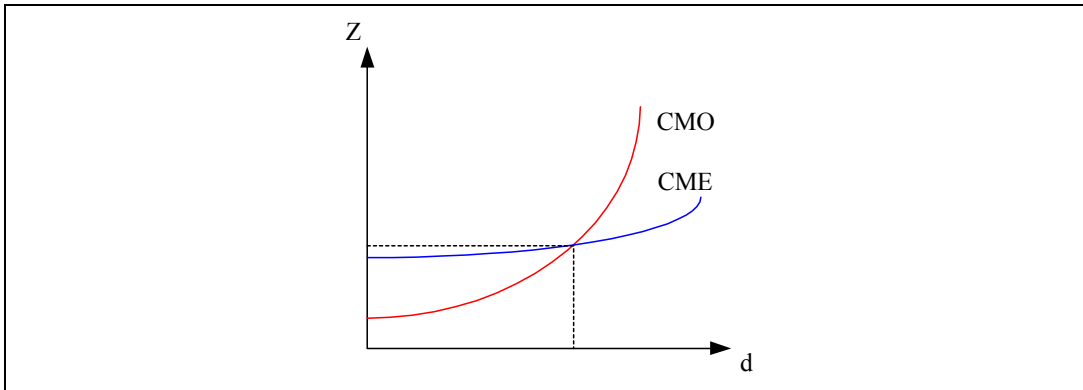
##### O CUSTO DE DÉFICIT COMO SINALIZADOR DA EXPANSÃO

O custo de déficit “d” é o parâmetro de controle do “custo de oportunidade de uso das reservas hídricas” e, por extensão, é o parâmetro de controle do preço *spot* e da renda dos geradores. Portanto, o custo de déficit controla a sinalização da necessidade de expansão da oferta e a viabilidade dessa expansão.

No modelo de mercado em que o planejamento da expansão é determinativo, o custo de déficit é definido endogenamente (implicitamente) de modo a viabilizar os investimentos definidos no plano, ou seja, de modo a garantir que o valor esperado do custo marginal de operação (CMO) seja igual ao valor do custo marginal de expansão (CME).

A determinação implícita do custo de déficit é economicamente consistente se a tarifa efetivamente refletir o CMO e o financiamento da expansão do sistema for endógeno (expansão auto sustentada). No entanto estes pressupostos do modelo monopolista estatal nunca se verificaram no Brasil, sobretudo a partir da década de 1970 quando a tarifa de energia foi severamente limitada dentro de uma política de controle da inflação. (FORTUNATO *et al.* 1990; ROSA *et al.* 1998)

A igualdade  $E\{CMO\} = CME$  é a condição básica de equilíbrio de mercado no longo prazo, como ilustrado na figura abaixo, uma vez que se  $E\{CMO\} < CME$  seria mais econômico atender a um incremento da demanda com os recursos existentes e se  $E\{CMO\} > CME$ , então seria mais econômico atender ao incremento da demanda através da expansão dos recursos existentes.



**Figura 18 – Equilíbrio de Mercado a Longo Prazo**

A mudança do marco regulatório para o mercado não monopolista, no qual o planejamento da expansão não é determinativo, tornou inconsistente a metodologia de determinação implícita do custo de déficit, que passou então a utilizar como critério o “custo social do déficit”<sup>11</sup>, definido como o impacto no PIB causado pela redução do consumo de energia elétrica, calculado em função da elasticidade consumo do PIB:

$$d = \partial Y_t / \partial D_t = \varepsilon_t(Y, D) Y_t / D_t \dots\dots\dots \text{eq. (29)}$$

- $Y_t$ : produto interno bruto no período “t”
- $D_t$ : consumo de energia elétrica no período “t”
- $\varepsilon_t(Y, D) \equiv (\partial Y / Y_t) / (\partial D / D_t)$ : elasticidade do PIB em relação ao consumo de energia elétrica

A eficácia do custo de déficit como controle da viabilidade da expansão é limitada, como ilustrado na figura abaixo, na qual se pode observar que a carga crítica (demanda atendida com risco de 5%) praticamente não se altera com a duplicação do custo de déficit.

---

<sup>11</sup> A atual metodologia para determinação do Custo de Déficit foi debatida através da Audiência Pública ANEEL 002/2001 e fixado através da Resolução GCE 109/2001



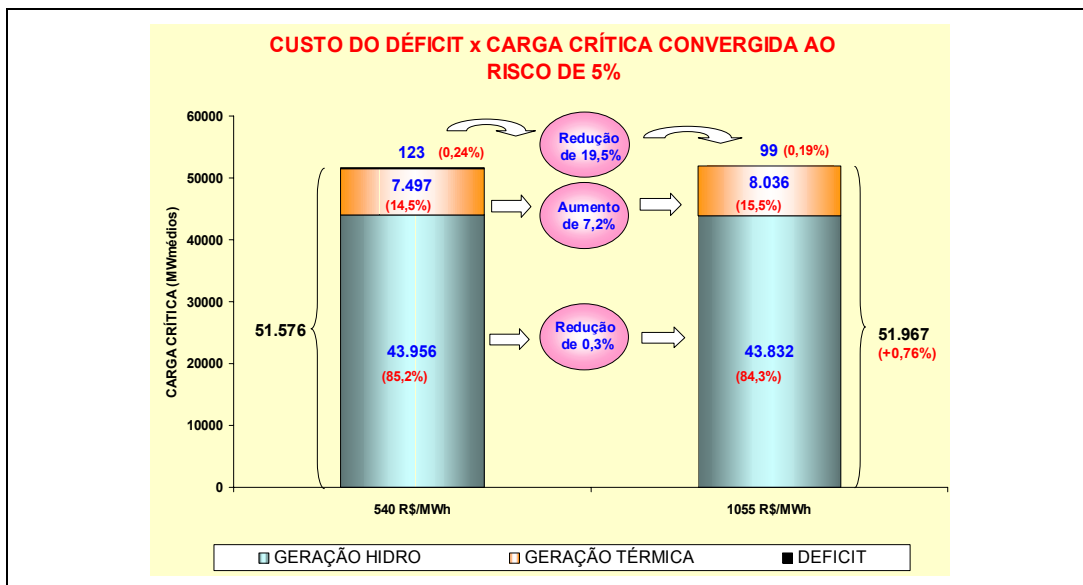


Figura 19 – Déficit de Energia x Custo de Déficit<sup>12</sup>

Por outro lado, se o estado do sistema estiver suficientemente degradado, ou seja, se o estoque for baixo e a tendência de afluência futura for abaixo da média, então o CMO é praticamente proporcional ao custo de déficit, como ilustrado na figura abaixo que mostra o CMO às vésperas do racionamento<sup>13</sup>, considerando o custo de déficit igual a R\$684/MWh e R\$1145/MWh.

<sup>12</sup> Seminário sobre o Custo de Déficit de Energia Elétrica – SEN/MME – Out. 2001 – Análise da Influência do Custo de Déficit sobre o Planejamento da Expansão da Geração – Arthur Stainer (CCPE/MME)

<sup>13</sup> Redução compulsória de 20% da demanda nos subsistemas Sudeste e Nordeste, no período de Julho de 2001 a Março de 2002 (9 meses)

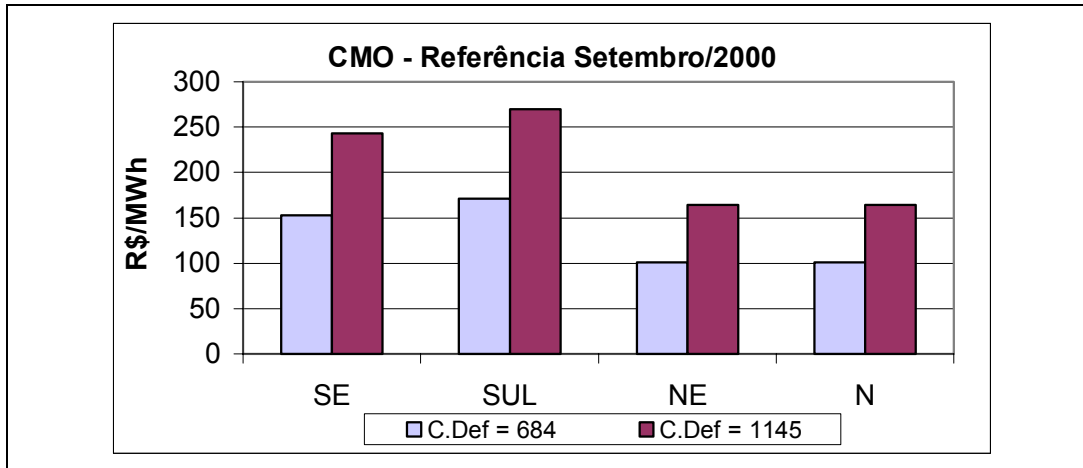


Figura 20 – CMO x Custo de Déficit<sup>14</sup>

A principal causa da baixa eficácia do custo de déficit como sinalizador e indutor da expansão é que, no curto e médio prazos, a probabilidade dos estados de déficit é pequena exceto se o estado do sistema for muito degradado (baixo estoque e baixa afluência), o que, por construção, deve ser raro. Em outras palavras, o modelo é “miope”, pois déficits no longo prazo contam pouco no custo de operação atual.

A figura abaixo ilustra a superfície do custo operativo num determinado período, em função do estoque (e) e da afluência (a).

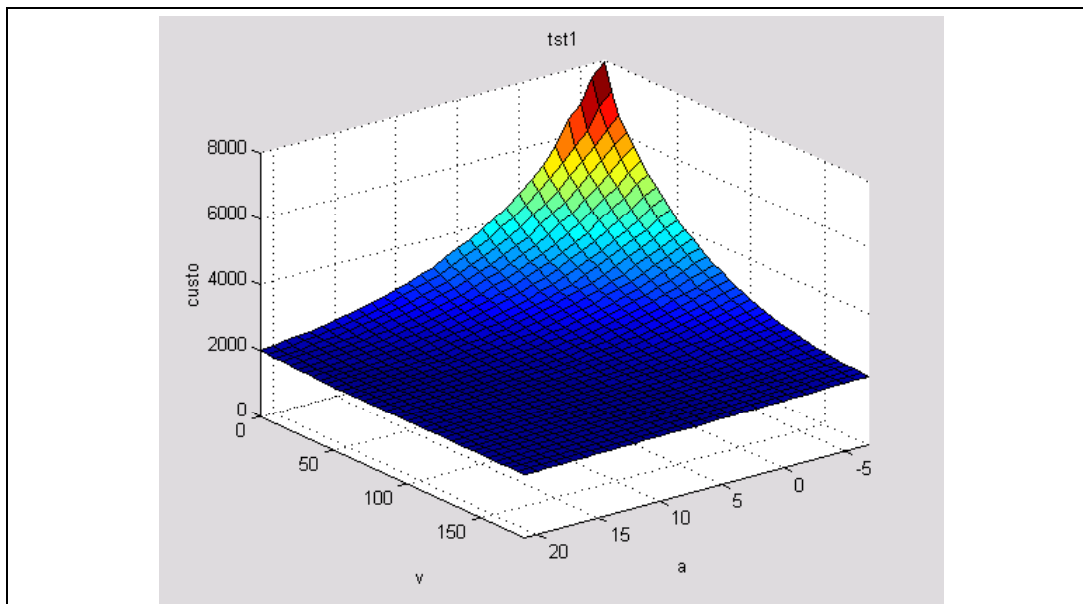


Figura 21 – Custo Operativo em função do Estoque e da Afluência

<sup>14</sup> Seminário sobre o Custo de Déficit de Energia Elétrica – SEN/MME – Out. 2001 – Influência do Custo de Déficit na Operação do Sistema - Marcelo Praiz (ONS)

Pode-se notar a convexidade e também a pouca variação do custo operativo numa larga porção de estados, alterando-se significativamente somente para os estados críticos (baixa afluência / baixo estoque), que só são significativamente prováveis se o estoque anterior for baixo e a tendência hidrológica for baixa (menor que a média histórica). Esta combinação de estados só começa a se tornar mais provável quando o sistema está degradado, deplecionando excessivamente as reservas hídricas devido à falta de capacidade para atendimento à demanda. Essa é a causa da miopia do modelo de despacho.

### 4.3

#### MODELOS ALTERNATIVOS DE DESPACHO DA GERAÇÃO E FORMAÇÃO DO PREÇO SPOT

Para garantir a viabilidade econômica da expansão, propomos 3 modelos alternativos de despacho / formação do preço: (i) Aversão ao Risco, (ii) Margem de Investimento e (iii) Preço Mínimo, descritos a seguir.

#### 4.3.1

##### AVERSÃO AO RISCO

Como pode ser observado na Figura 21, reproduzida abaixo, e discutido na seção 4.2.2, o custo operativo é praticamente constante (custo marginal de operação nulo) na maior parte dos estados (afluência e estoque), aumentando significativamente somente numa pequena região correspondente aos estados de baixa afluência / baixo estoque.

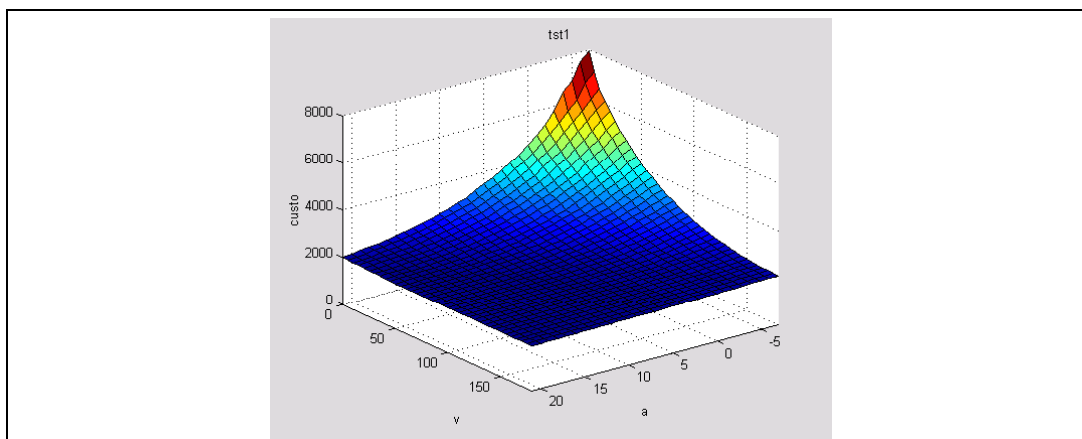


Figura 21 – Custo Operativo em função do Estoque e da Afluência

A pequena curvatura da superfície da função de custo implica na baixa sensibilidade da função de custo operativo em relação ao custo de déficit, tornando o modelo “míope”, i.e., o custo de déficit só começa a influenciar o preço quando o estado do sistema já está muito degradado.

Para aumentar a sensibilidade do modelo ao custo futuro, propomos modificar a função de custo operativo, tomando o “equivalente certo” do custo futuro “W\*” ao invés do valor esperado:

- Modelo Original:

$$W_t(e_t, a_t) = \min_h w(D_t - h_t) + E_t \{W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t)\} \rho$$

- Modelo Alternativo:

$$W_t(e_t, a_t) = \min_h w(D_t - h_t) + W^*_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t) \rho_0 \dots \dots \dots \text{eq.(30)}$$

$$W^*_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t) = \bar{U}^{-1} (E \{ \bar{U}(W_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t, h_t)) \})$$

Vale observar que:

- por se tratar de um “custo”, a atitude frente ao risco (custos elevados) é modelada pela “Função Desutilidade –  $\bar{U}(x)$ ”;
- a taxa de desconto “ $\rho_0$ ” do equivalente certo do custo futuro “ $W^*_{t+1}$ ” é a taxa básica de juros, uma vez que a aversão ao risco já está incluída na “função desutilidade”.

A “função desutilidade” utilizada é a função potência, indicada abaixo. Essa função expressa uma aversão a risco inversamente proporcional ao nível de “riqueza”, representando mais fielmente a atitude da sociedade:

$$\bar{U}(x) = x^\lambda / \lambda \quad \lambda > 1 \dots \dots \dots \text{eq.(31)}$$

As figuras abaixo mostram a distribuição de probabilidade acumulada da produção hidrelétrica, do estoque de água e do preço spot, obtidas com o modelo original e com o modelo “avesso ao risco” para os seguintes graus de aversão ao risco: 2.00 (u1), 2.30 (u2), 3.23 (u3), 4.65 (U4) e 6.40 (u5).

Pode-se observar que a distribuição de probabilidade da produção hidrelétrica no modelo original domina estocasticamente<sup>15</sup> a distribuição de probabilidade da produção hidrelétrica no modelo com aversão a risco, pois a produção hidrelétrica tende a ser menor no modelo com aversão a risco que no modelo original e essa tendência se acentua à medida que aumenta o grau de aversão ao risco.

---

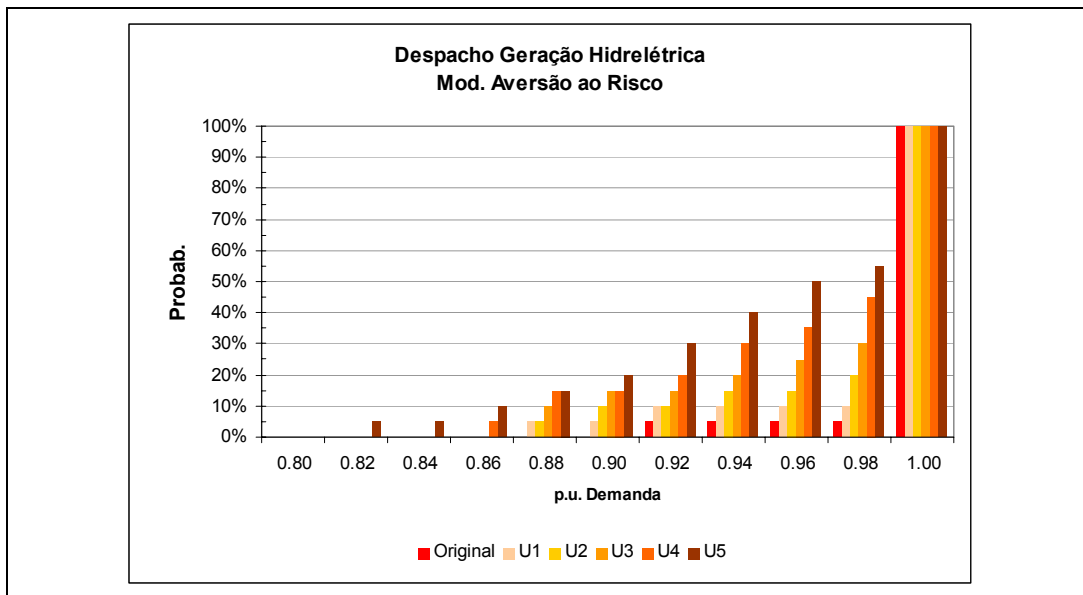
<sup>15</sup> Dominância estocástica de 1º grau: a distribuição dominante apresenta menor probabilidade de valores menores que a distribuição dominada

Conseqüentemente, o estoque de água nos reservatórios tende a ser maior no modelo com aversão a risco do que no modelo original e o preço spot tende a ser maior no modelo com aversão a risco do que no modelo original, ou seja, as distribuições de probabilidade do estoque e do preço spot obtidas com o modelo avesso ao risco dominam estocasticamente as obtidas com o modelo original.

O despacho da geração hidrelétrica é apresentado em valores por unidade (p.u.) da demanda, ou seja, o despacho igual a 1.00 significa que toda a demanda está sendo atendida pela geração hidrelétrica.

O estoque é apresentado em valores por unidade (p.u.) do estoque máximo.

O preço spot é apresentado em valores por unidade (p.u.) do “valor normativo” (VN), de US\$33.00/MWh, ou seja, o preço spot = 1.00 equivale a US\$33.00/MWh.



**Figura 22 – Distribuição Produção Hidrelétrica Modelos Original e Averso a Risco**

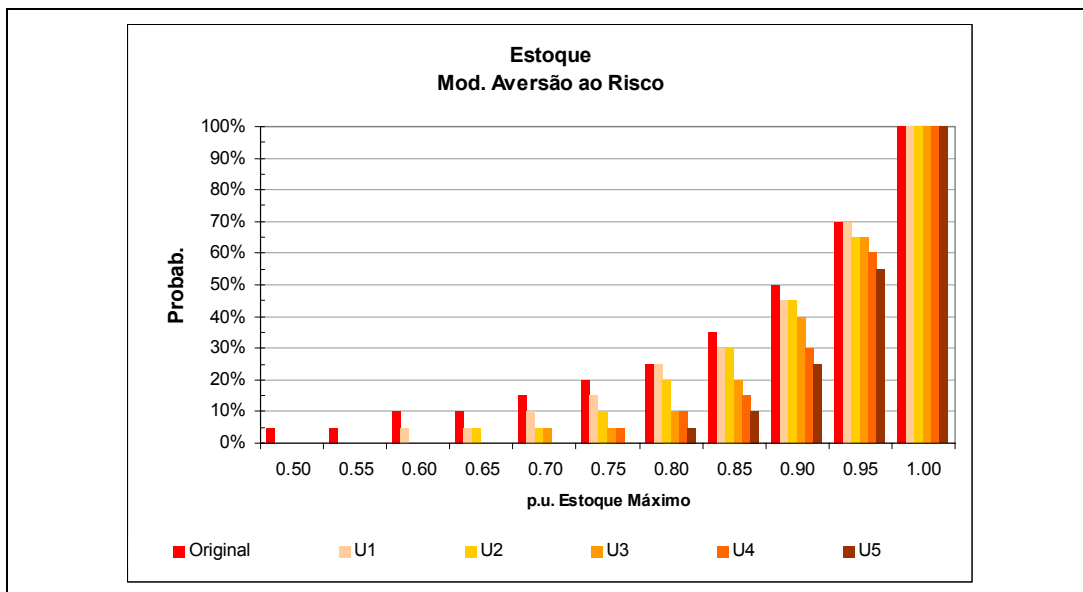


Figura 23 – Estoque de Água nos Reservatórios Modelos Original e Averso a Risco

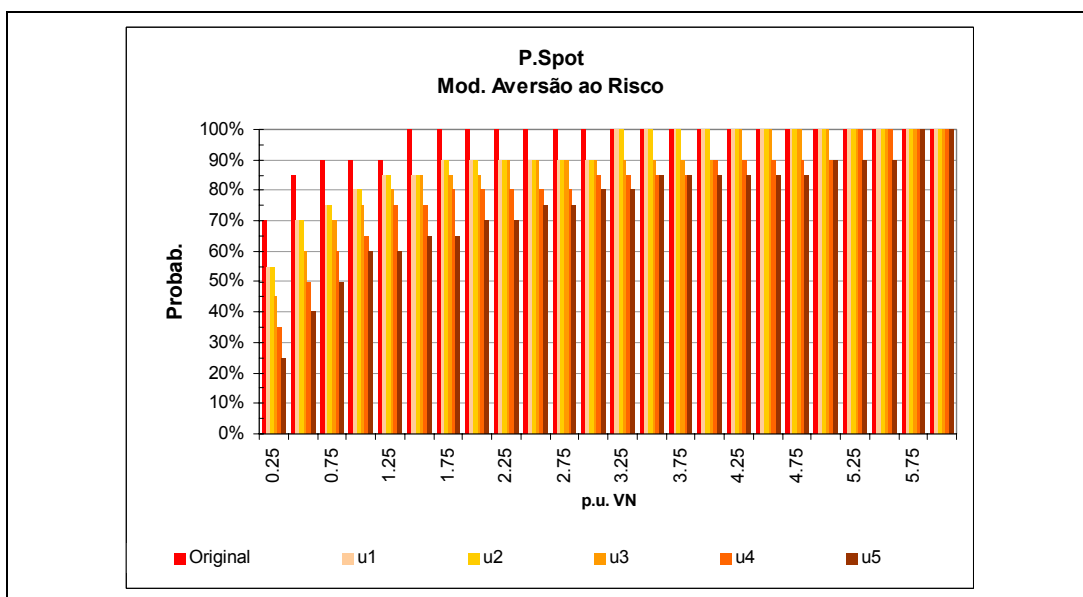


Figura 24 – Distribuição P. Spot Modelos Original e com Aversão a Risco

### 4.3.2 PREÇO SPOT MÍNIMO

Num sistema tão fortemente hidrelétrico como o brasileiro, a geração termelétrica tem um papel importante para a complementação energética durante os períodos de baixa afluência, mas sua produção anual é muito baixa, o que torna praticamente inviável o investimento em geração termelétrica com o fluxo de caixa obtido pela venda da energia no mercado spot.

Viabilizar economicamente a geração termelétrica somente com a renda da venda da energia pode ser excessivamente oneroso para o sistema. Alternativamente, pode-se viabilizar a geração termelétrica através de remuneração complementar “ $\Delta R$ ” pela sua capacidade disponível (ociosa) de geração (“*capacity fee*”), ou seja, quando o preço spot é inferior ao seu custo marginal.

O modelo do preço mínimo impõe um limite inferior ao preço spot “ $\underline{s}$ ” e remunera as usinas térmicas não despachadas.

- Regra de formação do preço:

$$s_t = \max [\underline{s}, \pi_t] \dots\dots\dots \text{eq.}(32)$$

Onde “ $\pi_t$ ” é o custo marginal de operação do sistema:  $\pi_t = \partial W_t / \partial D_t$

- Indenização às térmicas não despachadas e cujo custo marginal ( $c_n$ ) seja inferior ao preço spot:

$$\Delta R_t(\underline{s}) = \sum_{n \in I(\underline{s})} (\underline{s} - c_n) G_n \dots\dots\dots \text{eq.}(33)$$

Onde “ $I(\underline{s})$ ” é o conjunto das térmicas a serem indenizadas:

$$I(\underline{s}) = \{n \mid \pi_t \leq c_n \leq \underline{s}\} \dots\dots\dots \text{eq.}(34)$$

Este esquema de indenização de térmicas não despachadas é similar ao de pagamento de “Encargos de Serviços ao Sistema” (ESS), que é praticado no atual marco regulatório para as térmicas que não são despachadas fisicamente por alguma restrição do sistema (“*constrained off*”), embora tenham custo marginal menor que o preço spot.

Naturalmente esse modelo não afeta o despacho e simplesmente trunca a distribuição de probabilidade do preço spot, como mostrado na figura abaixo que apresenta as distribuições de probabilidade acumulada obtidas com o modelo original e com o modelo de preço mínimo, para os seguintes níveis de preço mínimo (US\$/MWh): 10.50, 13.50, 22.00, 27.80 e 46.00.

O preço spot é apresentado em valores por unidade (p.u.) do Valor Normativo (VN) de US\$33.00/MWh.



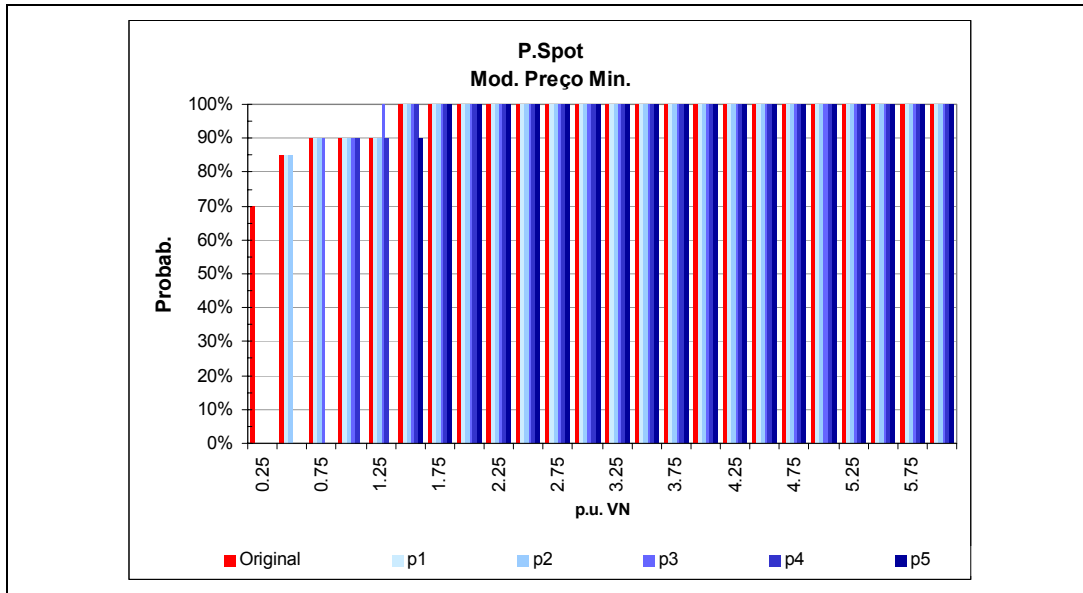


Figura 25 – Distribuição P. Spot - Modelos Original e com Preço Mínimo

### 4.3.3 MARGEM DE INVESTIMENTO

Em condições normais de operação (equilíbrio de mercado) do sistema brasileiro, a demanda é totalmente<sup>16</sup> atendida pela geração hidrelétrica, cujo custo operativo direto é pequeno, levando a um custo marginal de operação do sistema (CMO) muito inferior ao menor custo marginal da geração termelétrica.

Se o CMO resultante da operação em equilíbrio é insuficiente para remunerar o investimento em geração, o sistema tende para a escassez.

O modelo de “margem de investimento” incrementa o custo de operação, adicionando uma fração “ $\psi$ ” do Valor Normativo (VN)<sup>17</sup> “ $i^*$ ” ao custo variável proporcional ao custo marginal de operação, como mostrado na equação abaixo.

$$w(e_t, a_t, h_t) = \sum_n c_n g_{n,t} + \sum_i f_{i,t} d_{i,t} + \psi_H i^* h_t + \psi_G i^* g_t \dots \dots \dots \text{eq.}(35)$$

As figuras abaixo apresentam as distribuições de probabilidade acumulada do preço spot, do despacho e do estoque, para os seguintes valores de margem de investimento, em percentuais do Valor Normativo (US\$33.00/MWh):

- níveis de margem de investimento em geração hidrelétrica “ $\psi_H$ ”:  
29.7%, 41.2%, 74.2%, 99.5%, 184.5%

<sup>16</sup> A menos de termelétricas que operam de forma contínua por inflexibilidade operativa ou comercial.

<sup>17</sup> O Valor Normativo é utilizado como um valor de referência para o custo marginal de expansão.

- níveis de margem de investimento em geração termelétrica “ $\psi_G$ ”:  
25.5%, 35.3%, 63.6%, 85.3%, 158.2%

Pode-se observar que a distribuição do preço spot é deslocada para a direita à medida em que se aumenta a margem de investimento. Também pode-se observar que o despacho da geração hidrelétrica com o modelo de margem de investimento tende a ser um pouco menor que no modelo original, pois o aumento do custo operativo da geração hidrelétrica torna a geração termelétrica existente mais competitiva. Essa redução da produção hidrelétrica só não é mais pronunciado porque a margem de investimento também é adicionada ao custo operativo da geração termelétrica incremental. A tendência de redução da produção hidrelétrica deve resultar numa tendência de aumento do estoque de energia nos reservatórios, mas a reduzida magnitude dessa tendência não aparece no histograma.

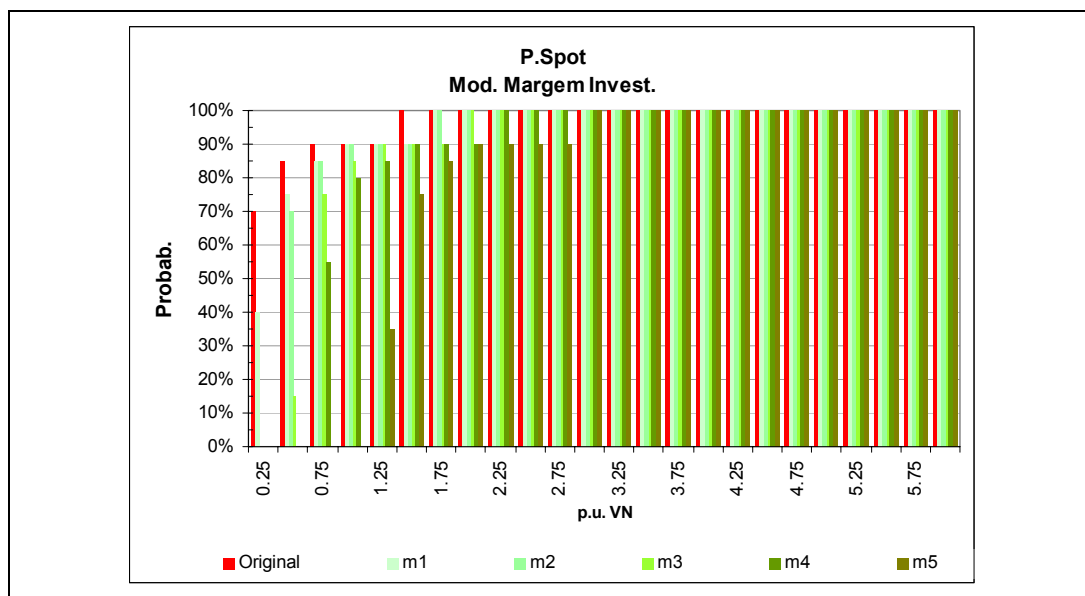
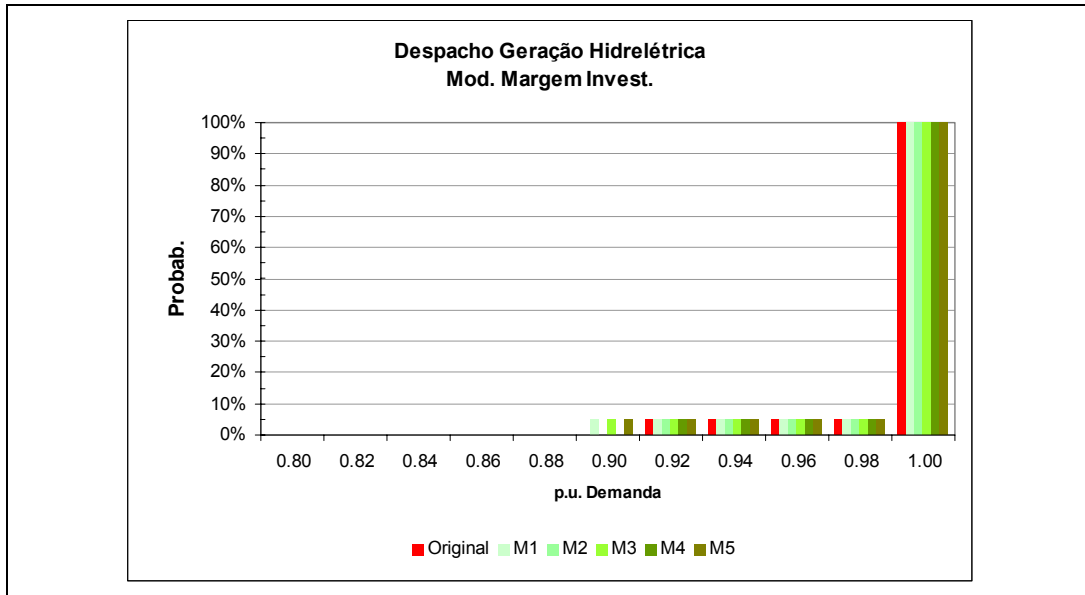
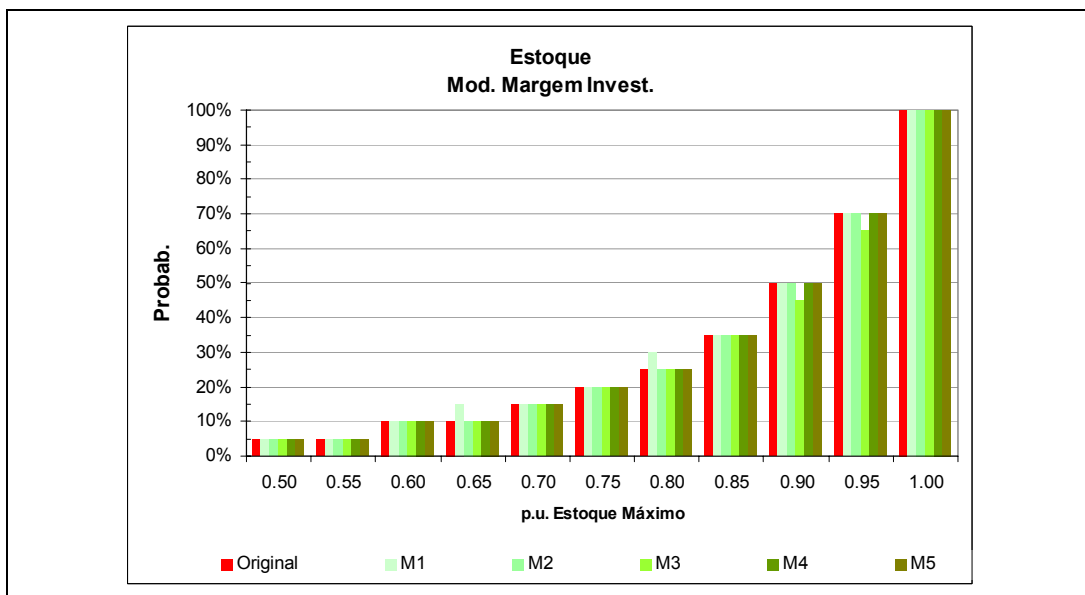


Figura 26 – Distribuição P. Spot - Modelos Original e com Margem Mínima



**Figura 27 – Despacho da Geração Hidrelétrica - Modelos Original e com Margem Mínima**



**Figura 28 – Estoque de Energia - Modelos Original e com Margem Mínima**

#### 4.4 VIABILIDADE ECONÔMICA DA EXPANSÃO DA OFERTA

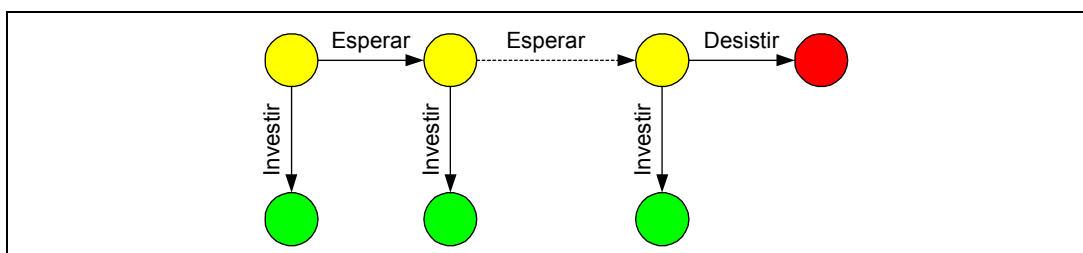
Tradicionalmente a viabilidade de um investimento é analisada sob o critério do Valor Presente Líquido (VPL), que é diferença entre o valor presente esperado das rendas futuras “ $E\{V(\tilde{R})\}$ ” e o custo do investimento “ $I$ ”, que assume que os investimentos são realizados sempre que o valor esperado do VPL é positivo, ou de forma mais conservadora, que o VPL é positivo numa certa proporção “ $\alpha$ ” do cenários.

$$E\{V(\tilde{R})\} - I \geq 0 \dots\dots\dots \text{eq.(36)}$$

$$P(V(\tilde{R}) - I \geq 0) > \alpha \dots\dots\dots \text{eq.(37)}$$

No entanto, existem diversos casos de projetos com VPL positivo que não são implementados, e por outro lado, casos de projetos implementados com VPL negativo. Razões estratégicas e incertezas são, portanto, considerados na avaliação dos investimentos.

Caso o investidor possa escolher o momento ótimo de investimento, a incerteza econômica ou técnica pode recomendar o adiamento do investimento mesmo quando o VPL é positivo, como ilustrado na figura abaixo.



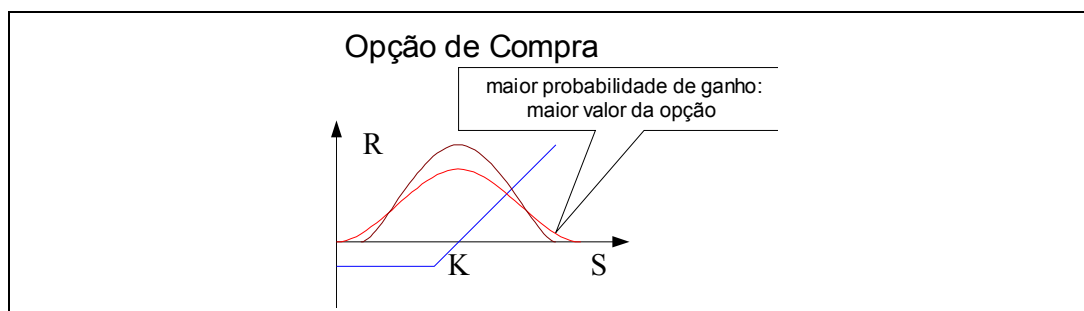
**Figura 29 – Processo de Decisão de Investimento com Opção de Espera**

As questões de valoração das decisões gerenciais são consideradas na Teoria das Opções Reais (DIXIT *et al.* 1994), que mostra que o investidor pode auferir ganhos expressivos, em especial, ao considerar investimentos de baixo VPL, ou seja, opções “*at-the-money*”.

Os investimentos em geração de energia tipicamente possuem custos irreversíveis de grande magnitude. Investimentos em geração elétrica no Brasil

apresentam características particulares, como a grande variabilidade da receita estimada do gerador e incertezas regulatórias, que, segundo a ótica da Teoria das Opções Reais, depreciam os investimentos no setor, o que explica em parte as dificuldades observadas na expansão da geração sob o atual marco regulatório.

O valor da opção de espera é similar à de uma opção de compra<sup>18</sup> e, como tal, o seu valor aumenta com a incerteza sobre os resultados, como ilustrado na figura abaixo. Esta constatação reforça o argumento da Teoria das Opções Reais, em relação à atratividade dos investimentos.



**Figura 30 – Valor da Opção de Compra x Incerteza dos Resultados**

A existência da opção de espera para o exercício do investimento, depende da natureza do investidor, se público ou privado. O investidor público, tipicamente, segue um planejamento rígido, no qual há pouca ou nenhuma flexibilidade para decisão do investimento em função das perspectivas de mercado. O investidor privado, em geral, condiciona sua decisão às perspectivas de mercado e à possibilidade de exercício do investimento pela concorrência<sup>19</sup>. (Moreira *et al.* 2003; Gomes 2002; Castro 2000)

Neste estudo analisamos a viabilidade dos investimentos na expansão da geração sob o critério do valor esperado do VPL e também analisamos se a opção de investimento é suficientemente atrativa (“*deep-in-the-money*”) para ser exercida em 95% dos cenários, mas devemos ressaltar que ambos os critérios são muito mais rigorosos que o critério de valor esperado do VPL que tipicamente é aplicado pelo investidor público.

<sup>18</sup> A opção de espera é semelhante a uma opção de compra (“*call option*”) do tipo “americano” é aquela que pode ser exercida a qualquer instante durante o prazo de vigência, em contraposição ao tipo “europeu”, que só pode ser exercida no final desse prazo.

<sup>19</sup> Neste trabalho não estamos considerando a concorrência pelo investimento.

**4.4.1  
VALOR DO INVESTIMENTO**

Em cada período de tempo, a renda líquida do investimento ( $r_t$ ) é o produto da produção do gerador ( $g_t, h_t$ ), multiplicada pelo preço *spot* ( $s_t$ )<sup>20</sup> e, no caso dos geradores térmicos, subtraída do custo operativo. Como a produção e o preço spot são função do estado (estoque e afluência) do sistema, a renda líquida do investimento ( $r_t$ ) em cada período também é:

$$r_{i,t}(e_t, a_t) = (s_t(e_t, a_t) - c_i) g_{i,t}(e_t, a_t) \Delta t \dots\dots\dots \text{eq.}(38)$$

$$r_{h,t}(e_t, a_t) = s_t(e_t, a_t) h_t(e_t, a_t) \Delta t \dots\dots\dots \text{eq.}(39)$$

Onde “ $\Delta t$ ” é a duração de um período, tipicamente, de 1 mês (730 h).

O valor presente da renda acumulada pelo gerador pela venda da energia a partir de cada período de tempo ( $R_t$ ) até o final da vida útil do gerador (N períodos) é uma variável estocástica, função do estado do sistema, que pode ser descrita pela seguinte equação recursiva (Bellman), onde a renda futura é descontada pela taxa de juros “ $\rho$ ” ajustada ao risco:

$$R_t(e_t, a_t) = r_t(e_t, a_t) + E_t\{R_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1} | e_t, a_t) \rho\} \dots\dots\dots \text{eq.}(40)$$

Integrando a expressão recursiva do valor presente da renda acumulada ao longo da vida útil do gerador (N períodos), obtemos a renda acumulada no início da operação:

$$R_t(e_t, a_t) = E_t\left\{\sum_{\tau=t}^{t+N} r_\tau(e_\tau, a_\tau) \rho^\tau\right\} \dots\dots\dots \text{eq.}(41)$$

Considerando a opção de espera, o investimento deve ser realizado somente no instante em que o VPL do exercício imediato é maior que o valor presente esperado<sup>21</sup> da opção de investimento no próximo período ( $O_{t+1}$ ):

$$E_t\{V(R_t)\} - I \geq C_{t+1} \rho_0 \dots\dots\dots \text{eq.}(42)$$

O valor da opção de espera pode ser calculado de forma recursiva, considerando um prazo máximo (horizonte de planejamento) para que o investimento seja realizado ou abandonado.

<sup>20</sup> Lembrando que a nossa análise considera somente a viabilidade econômica e não a viabilidade financeira dos investimentos e que por isso não consideramos a contratação de longo prazo.

<sup>21</sup> O valor presente da opção de investimento é descontado à taxa livre de risco.

Na expiração do prazo de investimento não há opção de espera e vale a regra do VPL:

$$O_T(e_T, a_T) = \max [R_T(e_T, a_T) - I, 0] \dots\dots\dots \text{eq.}(43)$$

Durante a vigência da opção de investimento (horizonte de planejamento), o valor da opção é dado pelo máximo entre “investir” ou “esperar”:

$$O_t(e_t, a_t) = \max [R_t(e_t, a_t) - I, E_t^* \{O_{t+1}(e_{t+1}, a_{t+1}) \rho_0\}] \dots\dots\dots \text{eq.}(44)$$

O valor esperado da opção de investimento deve ser calculado pela probabilidade que “neutraliza o risco” para poder descontado pela taxa básica (“livre de risco”) de juros<sup>22</sup>. A probabilidade que “neutraliza o risco” é aquela na qual o valor esperado do valor futuro “ $E_{t+1}^* \{\tilde{x}_{t+1}\}$ ” é igual ao valor atual “ $x_t$ ”:

$$E_{t+1}^* \{\tilde{x}_{t+1}\} = x_t \dots\dots\dots \text{eq.}(45)$$

Essa é a condição que descreve o processo estocástico “Martingale” e a probabilidade que “neutraliza o risco” é chamada de probabilidade equivalente de Martingale.

A única fonte de incerteza considerada na formação da renda do gerador foi o preço spot e, por sua vez, a única fonte de incerteza considerada na formação do preço spot foi a afluência, cuja distribuição de probabilidades é conhecida (estimada). Assim, em cada período e estado (estoque, afluência) do sistema podemos transladar a média da distribuição de probabilidade de transição para os estados futuros de modo a atender a condição de Martingale e dessa forma calcular o valor esperado da renda, sob a probabilidade equivalente de Martingale.

---

<sup>22</sup> Adotamos para a “taxa de juros livre de risco” o valor de 6% a.a. que é a taxa de juros para títulos de longo prazo do Tesouro Norte-americano.

## 4.5 ESTUDO DE CASO

Para avaliar os modelos propostos e compará-los ao atual modelo de despacho, foi feito um estudo de caso, simulando a operação de um sistema hidrotérmico simplificado, com características energéticas similares ao subsistema Sudeste do mercado brasileiro, verificando a rentabilidade e a atratividade de investimentos em geração hidrelétrica, termelétrica e num portfólio de geração hidrotérmica, para diversos níveis de custo da energia para o consumidor, correspondendo a requisitos de viabilidade e atratividade dos investimentos.

### 4.5.1 MODELO DO SISTEMA

O sistema utilizado na simulação tem as características básicas do subsistema sudeste, que concentra a maior parte da geração e do mercado brasileiro, adotando as seguintes simplificações:

- toda a geração hidrelétrica foi concentrada numa geração equivalente, com capacidade inicial ( $H_0$ ) de 43 GW e o reservatório com capacidade inicial ( $E_0$ ) de 178 GW médios;
- a geração termelétrica existente foi concentrada em 3 grupos, de acordo com o custo marginal de operação:

	$G_0$ (GW)	$c$ (US\$/MWh)
1	1.5	34.00
2	1.0	52.00
3	0.5	133.00

**Tabela 3 – Características das Térmicas Existentes**

- não há restrição nem perdas na transmissão

Como discutido nas premissas do modelo de despacho, a demanda é suposta evoluir como um processo determinístico, crescendo 4% a.a., que é a

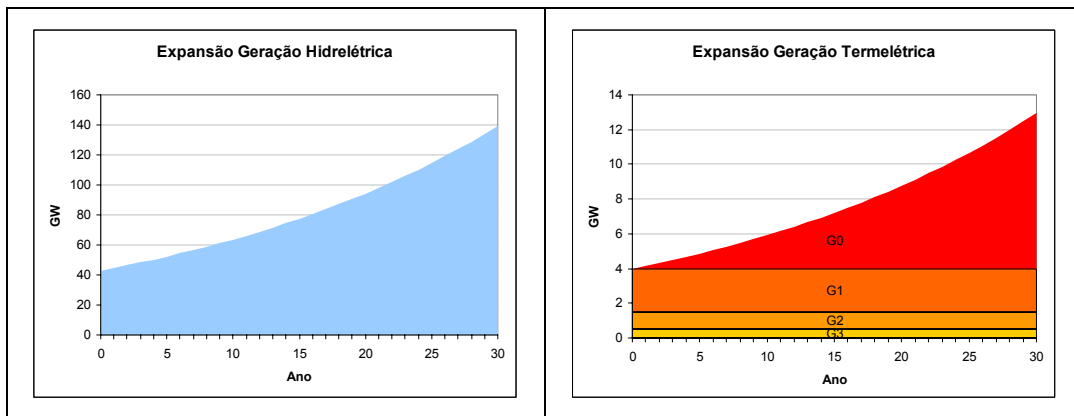


taxa de crescimento da demanda esperada para o Brasil no período 2003 – 2007, focalizado neste estudo de caso.

$$D_t = D_0 e^{k \cdot t} \dots\dots\dots \text{eq.(46)}$$

A capacidade da geração hidrelétrica e a da termelétrica evoluem ao longo do tempo para acompanhar o crescimento da demanda. A demanda inicial é de 25.8 GWh, que corresponde a aproximadamente à “energia assegurada” (60% da capacidade) provida pela geração hidrelétrica, ou seja, a demanda deverá ser inteiramente atendida pela geração hidrelétrica em, pelo menos, 95% dos cenários ao longo do tempo, o que, sob o modelo original, resulta em preços baixos a maior parte do tempo.

Também é suposto que a razão entre a capacidade de geração hidrelétrica e a de geração termelétrica é mantida constante e que a expansão da geração termelétrica é feita com um gerador que é mais eficiente que os existentes e seu custo marginal de operação é de US\$32/MWh, o que corresponde aproximadamente a um gerador térmico a gás natural com ciclo combinado.



**Figura 31 – Evolução da Capacidade de Geração**

Portanto, a capacidade de geração do sistema é suposta evoluir segundo as seguintes expressões:

$$(S_t - S_0) = k (D_t - D_0) \dots\dots\dots \text{eq.(47)}$$

$$H_t = \gamma S_t \quad G_t = (1 - \gamma) S_t \rightarrow S_t = H_t + G_t \dots\dots\dots \text{eq.(48)}$$

A afluência hídrica das bacias brasileiras é modelada como um processo estocástico sazonal e autoregressivo, condicionalmente estacionário (média e variância sazonais), conhecido como modelo PAR (*periodic auto-regressive*)<sup>23</sup>:

<sup>23</sup> Manual de Metodologia do SDDP (PSR)

$$(a_t - \mu_{m(t)})/\sigma_{m(t)} = \sum_p \phi_{m(t)}^p (a_{t-1} - \mu_{m(t-1)})/\sigma_{m(t-1)} + \xi_t \dots\dots\dots \text{eq.(49)}$$

$$\xi_t = e^{\varepsilon_t} + \psi_t \quad \varepsilon_t \sim N(0, S_{m(t)}) \dots\dots\dots \text{eq.(50)}$$

Uma análise precisa da afluência das bacias brasileiras recomenda que ela seja modelada por um processo PAR, de ordem variável, chegando a atingir ordem 6. No entanto, neste estudo simplificamos o modelo para ordem 1, a fim de reduzir o esforço computacional na utilização da programação dinâmica estocástica (PDE). Os parâmetros do modelo adotado para a afluência são apresentados na tabela abaixo.

mês	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\phi$	0.65	0.59	0.67	0.79	0.77	0.82	0.89	0.84	0.84	0.68	0.74	0.72
$\mu$	4862	5148	4820	3593	2653	2269	1878	1575	1595	1911	2411	3602
$\sigma$	1357	1531	1402	9659	6992	8014	5224	4047	6009	6723	7137	9826
s	0.760	0.807	0.742	0.613	0.638	0.572	0.456	0.543	0.543	0.733	0.673	0.694

**Tabela 4 – Parâmetros do Modelo PAR(1) da Afluência**

É importante observar que este modelo se refere à afluência convertida em termos do seu equivalente energético, ou seja, é a “energia natural afluenta” (ENA) e por isso, o valor médio evolui de acordo com a capacidade de geração hidrelétrica.

$$\mu_{m(t)} / \mu_{m(0)} = H_t / H_0 \dots\dots\dots \text{eq.(51)}$$

Esta mesma evolução é aplicada à capacidade de armazenagem (E):

$$E_t / E_0 = H_t / H_0 \dots\dots\dots \text{eq.(52)}$$

**4.5.2  
MODELO DOS INVESTIMENTOS**

Foram estudados investimentos em geração hidrelétrica, em geração termelétrica e num portfolio dos dois tipos de geração (portfolio hidrotérmico), composto na mesma proporção de cada tipo de geração que o sistema do modelo, ou seja, 91.5% de geração hidrelétrica e 8,5% de geração termelétrica. Os investimentos são marginais e não afetam a capacidade do sistema.

Os atuais orçamentos dos investimentos em geração hidrelétrica indicam um custo de investimento em torno de US\$ 700/kW, que é bem inferior ao projetado pela curva de custos de investimentos em geração do Plano de Expansão 2001-2010. O custo de investimento em geração termelétrica foi

suposto ser de US\$ 650/kW, que corresponde aproximadamente a uma termelétrica a gás natural, de ciclo combinado e porte médio.

A vida útil da usina hidrelétrica é suposta ser de 40 anos e a da usina termelétrica de 20 anos. No entanto os investimentos são perpetuados, isto é, replicados ao final da respectiva vida útil.

As características dos investimentos são indicadas na tabela abaixo.

	<b>Custo de Investimento (US\$/kW)</b>	<b>Vida Útil (anos)</b>
<b>Hidrelétrica</b>	700.00	40
<b>Termelétrica</b>	600.00	20

**Tabela 5 – Características dos Investimentos**

O fluxo de caixa dos investimentos é descontado a uma taxa de 12% a.a.

**4.5.3  
METODOLOGIA**

No atual marco regulatório brasileiro, espera-se que os novos investimentos sejam realizados, predominantemente, pelo setor privado, e por isto é crítico analisar a viabilidade e a atratividade dos investimentos nos termos discutidos na seção anterior. Entretanto, o sistema deve ser desenhado de forma que a viabilidade dos investimentos seja alcançada ao menor custo da energia (“C”) para o consumidor final, definido como o valor presente esperado dos pagamentos futuros feitos pelos consumidores durante o horizonte de planejamento T, ou seja, o produto do preço *spot* pela demanda do sistema (D):

$$C_t(e_t, a_t) = E_t \left\{ \sum_{\tau=t}^T (s_\tau(e_\tau, a_\tau) D_\tau + \Delta R_\tau) \beta^\tau \right\} \dots\dots\dots \text{eq.(53)}$$

Na expressão acima consideramos que a taxa de desconto (β), adotada pelo regulador para valoração do valor presente do custo da energia para o consumidor, pode ser diferente da adotada para valoração do custo operativo do sistema e também incluímos o incremento de renda (ΔR) que, no modelo de preço mínimo, é pago aos geradores térmicos não despachados.

O custo da energia para o consumidor é crescente com a renda obtida pelo investidor sob cada ajuste do parâmetro de controle de cada modelo. De forma a poder comparar os modelos alternativos, estabelecemos níveis de custo da energia para o consumidor, correspondentes a requisitos de viabilidade /

atratividade dos investimentos, como indicado na tabela abaixo, onde o custo da energia é indicado em percentuais do custo da energia valorada pelo “valor normativo” (s\*) ao invés do preço spot, como indicado na equação abaixo.

$$C^* = \sum_{\tau=0}^T (s^* D_{\tau}) \beta^{\tau} \dots\dots\dots \text{eq.(54)}$$

Condição de Investimento	Custo Energia C/C*	Aversão ao Risco	P. Min. US\$/MWh	Margem Invest.
Viável <sup>1</sup> para Geração Hidrotérmica e Portfolio	54%	2.00	10.50	25.5%
Viável para Geração Termelétrica	61%	2.30	13.50	35.3%
Atrativo <sup>2</sup> para Geração Hidrotérmica e Portfolio	83%	3.23	22.00	63.6%
Custo da Energia = Custo Normativo	100%	4.65	27.90	85.3%
Atrativo <sup>2</sup> para Geração Termelétrica	157%	6.40	46.00	158.2%

**Tabela 6 – Ajuste dos Modelos**

Observações:

- 1 Viabilidade: valor esperado do VPL é positivo
- 2 Atratividade: opção de investimento é exercida no 1º período do horizonte de investimento em 95% dos cenários.

A distribuição de probabilidade da renda é obtida por simulação da operação com 2000 trajetórias de afluência, a partir do estado inicial. O processo estocástico autoregressivo da afluência converge para o regime em cerca de 24 períodos. Por isso, são consideradas as distribuições de probabilidade do preço e da renda observadas a partir do período 25.

**4.5.4 RESULTADOS**

As figuras abaixo mostram a rentabilidade “y” dos investimentos sob cada um dos modelos alternativos, ajustados nos níveis indicados na tabela acima (Tabela 6). A rentabilidade dos investimentos é definida como a razão entre o valor esperado do VPL e o custo dos investimentos:

$$y = E\{VPL\} / I \dots\dots\dots \text{eq.(55)}$$

### Rentabilidade dos Investimentos em Geração Hidrelétrica

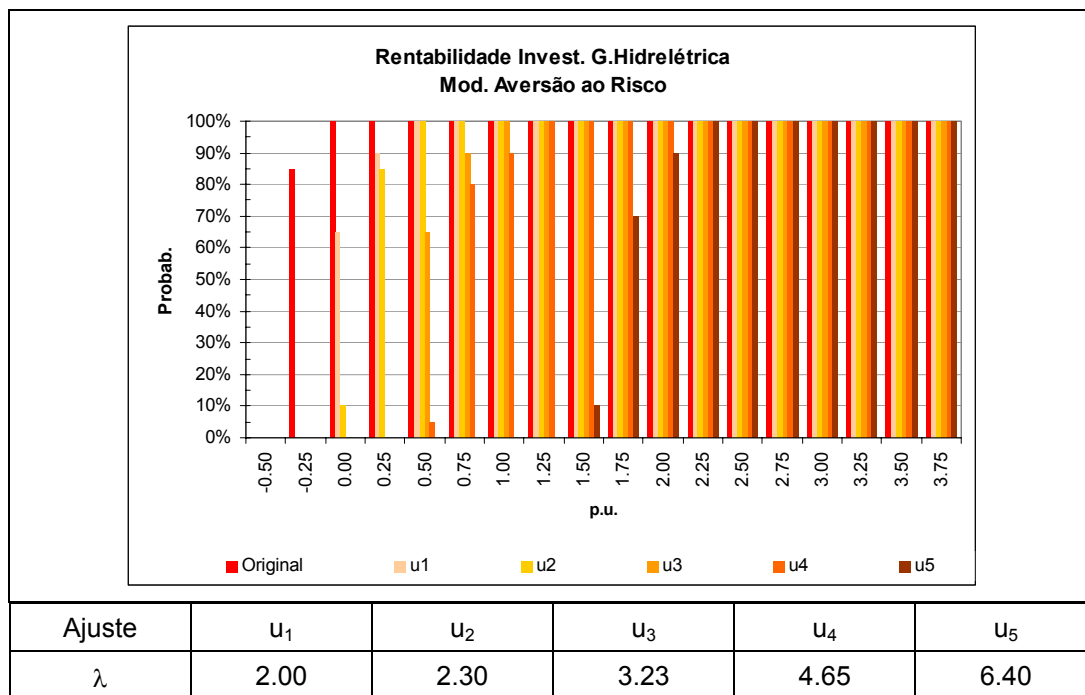


Figura 32 - Rentabilidade do Investimento em Geração Hidrelétrica Modelo com Aversão ao Risco

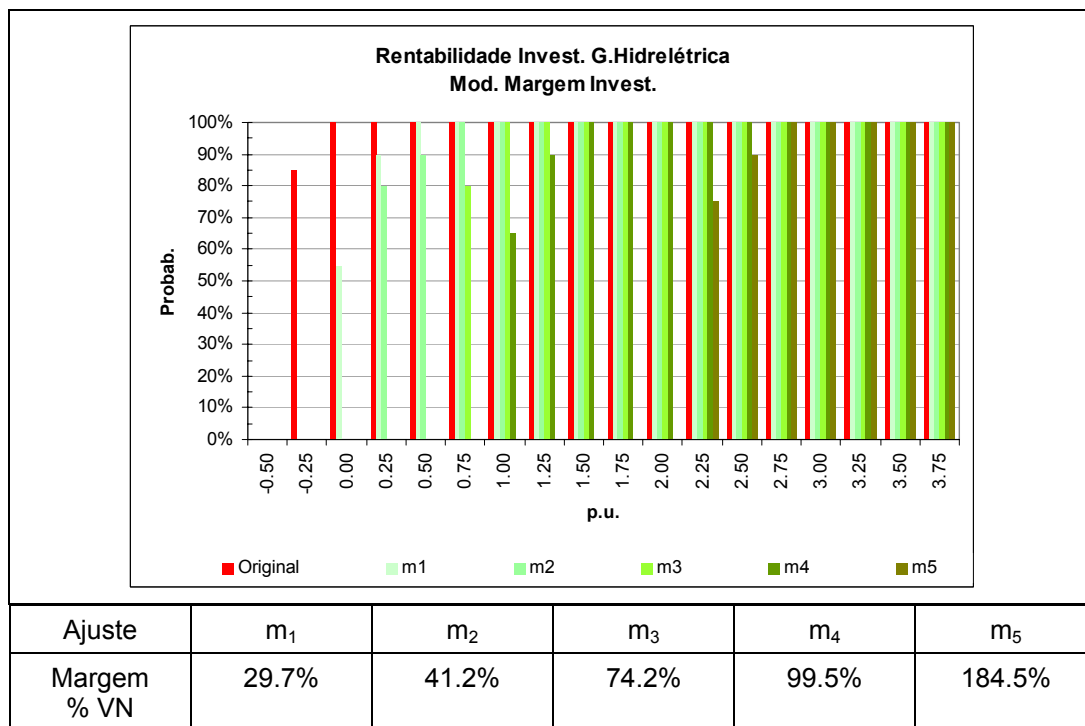
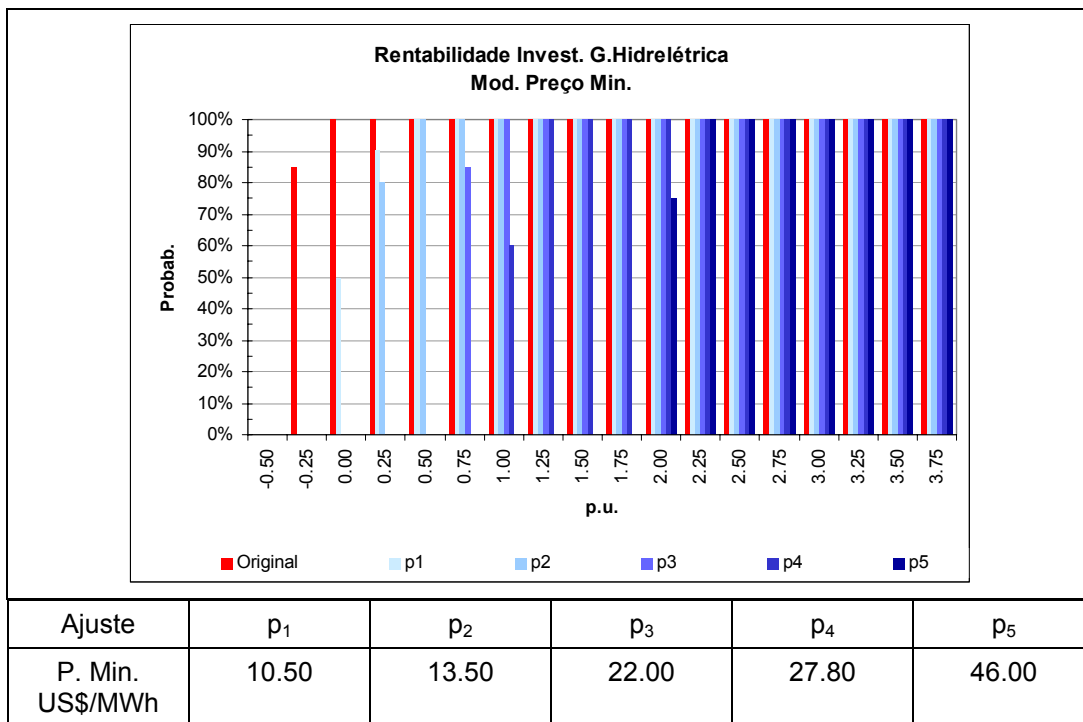
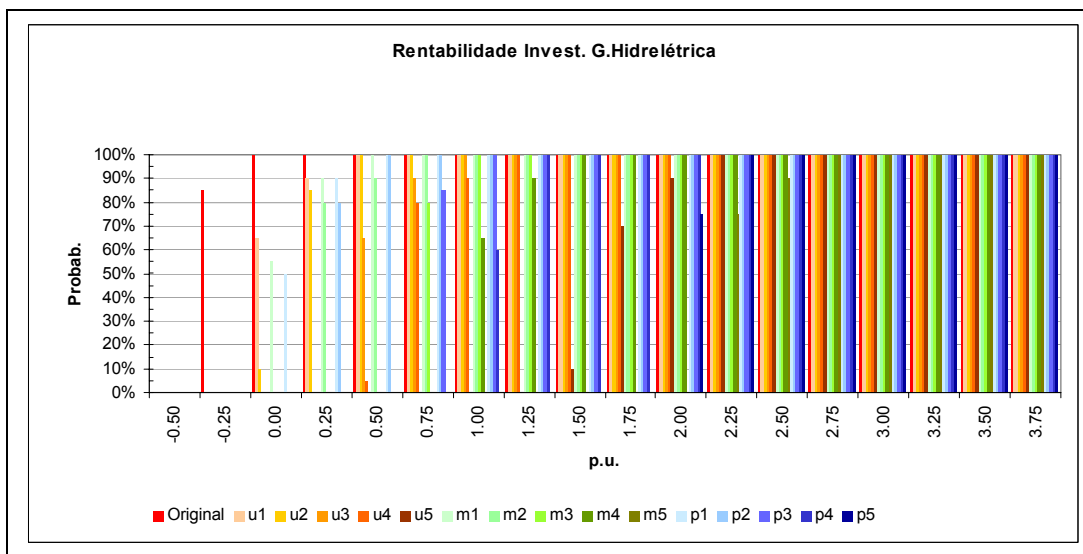


Figura 33 - Rentabilidade do Investimento em Geração Hidrelétrica Modelo com Margem de Investimento



**Figura 34 - Rentabilidade do Investimento em Geração Hidrelétrica Modelo com Preço Mínimo**



**Figura 35 - Rentabilidade do Investimento em Geração Hidrelétrica Todos os Modelos**

Pode-se observar que:

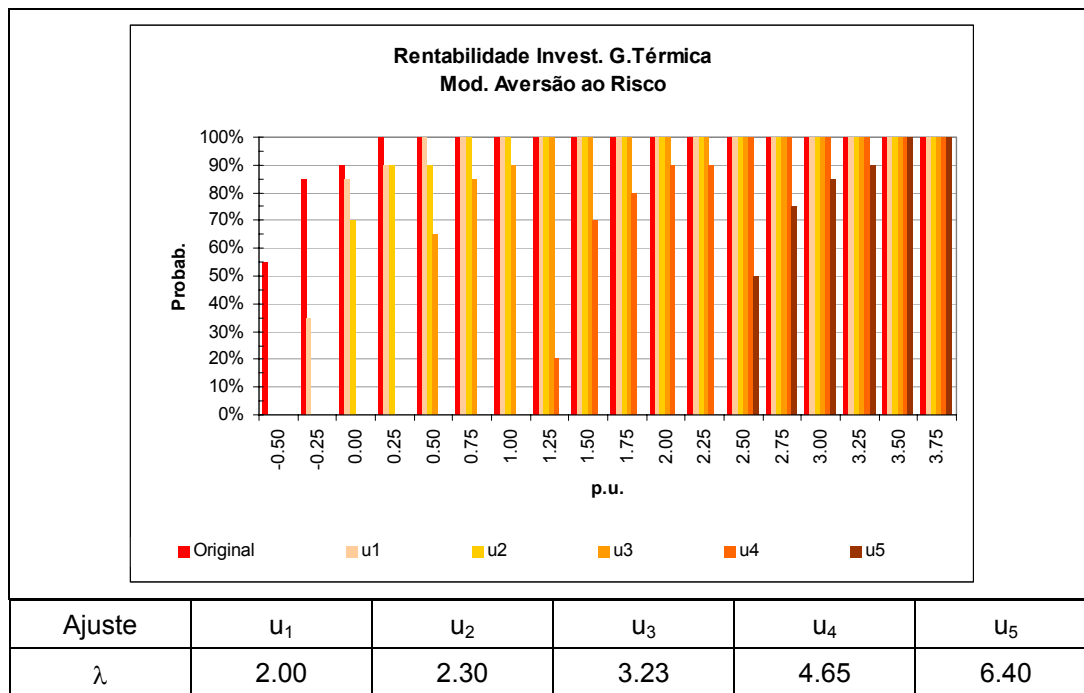
- A rentabilidade do investimento em geração hidrelétrica sob o modelo original é negativa em 85% dos cenários, indicando a ineficácia desse modelo na viabilização da expansão da geração hidrelétrica, mesmo para o baixo custo de investimento considerado.

- Em todos os modelos alternativos a rentabilidade do investimento em geração hidrelétrica é positiva mesmo para o menor valor do ajuste, o que corresponde a um custo da energia para o investidor de 54% do “custo normativo”.
- O modelo com “aversão ao risco” é o mais eficaz para viabilizar os investimentos em geração hidrelétrica, i.e., a distribuição de probabilidade acumulada da rentabilidade obtida sob este modelo domina estocasticamente<sup>24</sup> as obtidas sob os demais modelos.

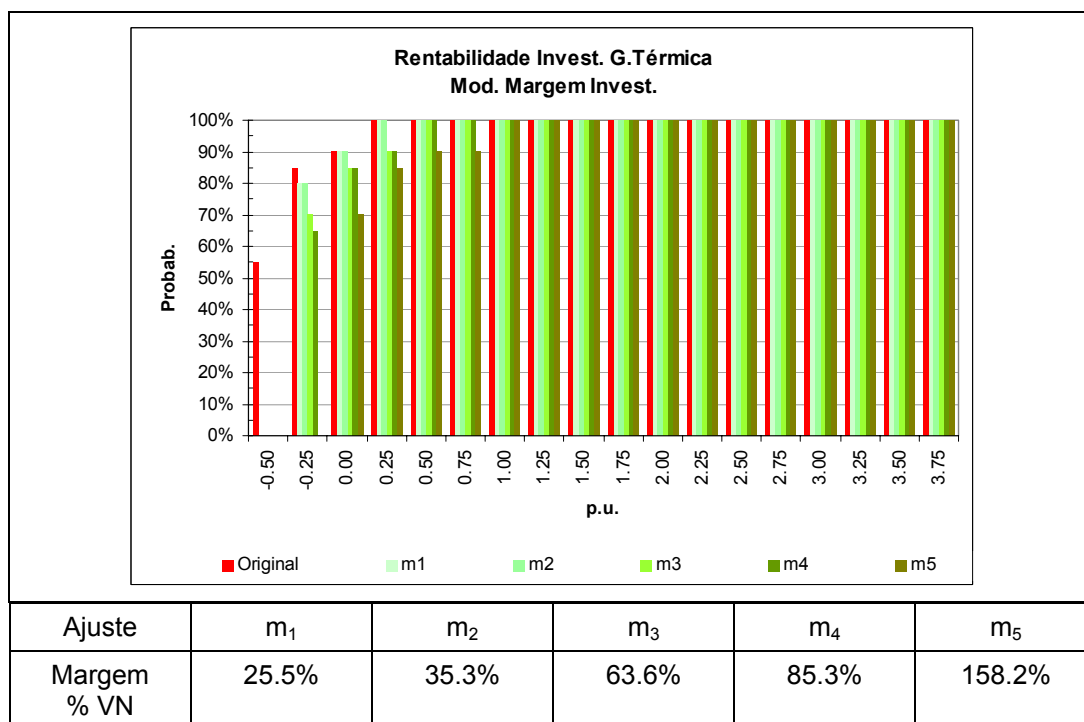
---

<sup>24</sup> Dominância estocástica de 1ª ordem: menor probabilidade de menores valores.

**Rentabilidade dos Investimentos em Geração Termelétrica**

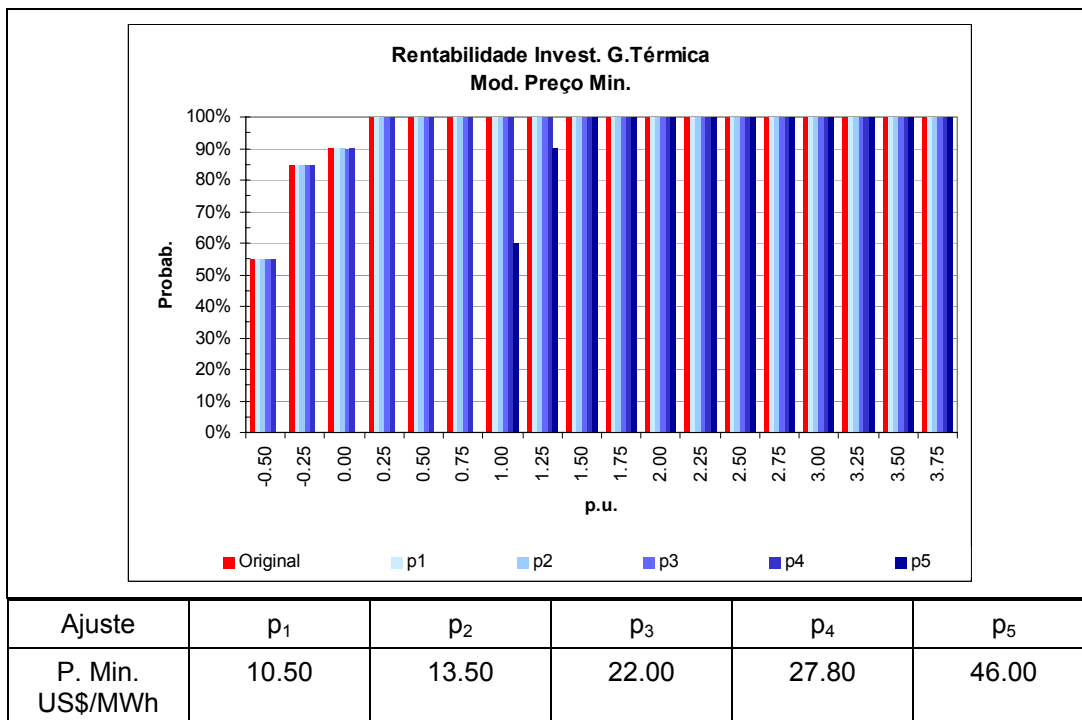


**Figura 36 - Rentabilidade do Investimento em Geração Termelétrica Modelo com Aversão ao Risco**

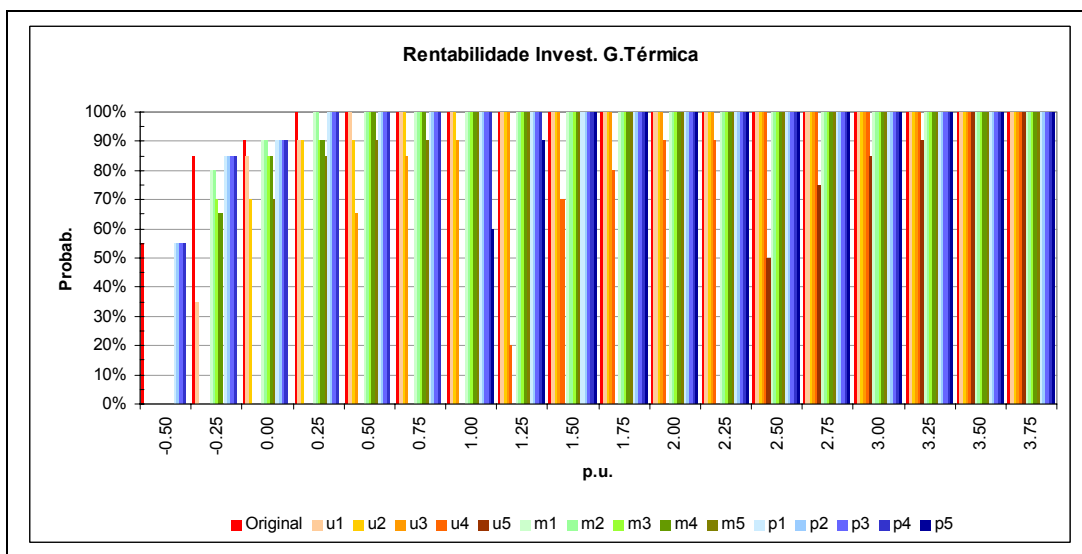


**Figura 37 - Rentabilidade do Investimento em Geração Termelétrica Modelo com Margem de Investimento**





**Figura 38 - Rentabilidade do Investimento em Geração Termelétrica Modelo com Preço Mínimo**



**Figura 39 - Rentabilidade do Investimento em Geração Termelétrica Todos os Modelos**

Pode-se observar que:

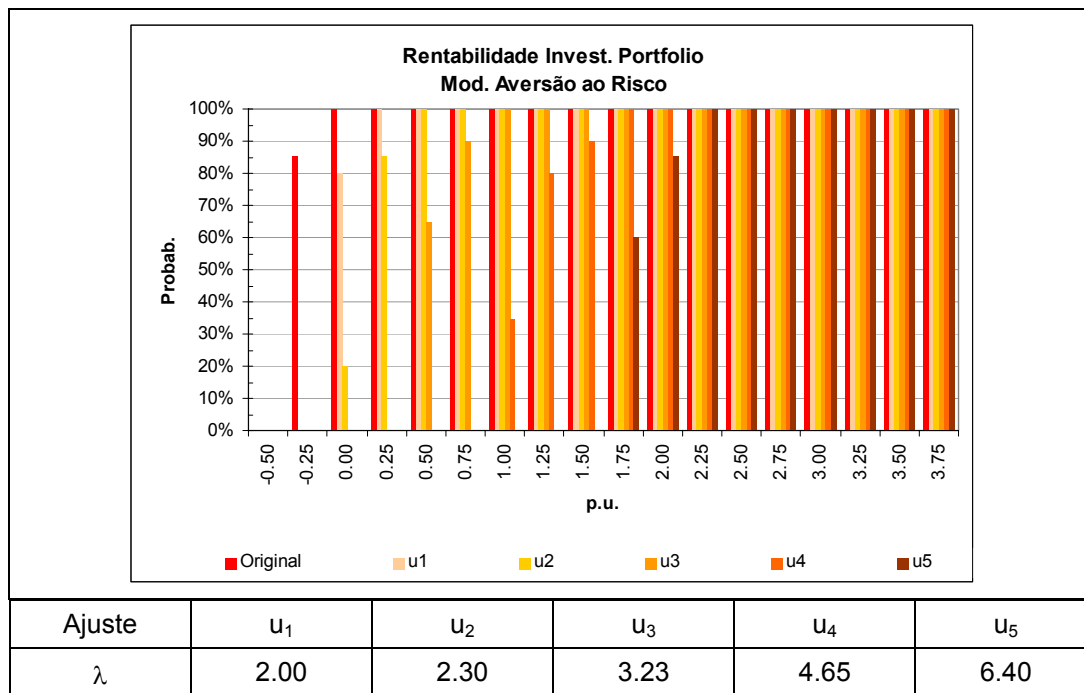
- A rentabilidade do investimento em geração termelétrica sob o modelo original é negativa em 85% dos cenários e muito negativa em 55% dos cenários, indicando a ineficácia desse modelo na viabilização da expansão da geração termelétrica.

- A rentabilidade do investimento em geração termelétrica só foi estritamente positiva somente sob o modelo com “aversão ao risco” ajustado a partir do nível “ $u_2$ ”, correspondendo a um custo de energia de 61% do custo normativo e sob o modelo com “preço mínimo” ajustado a partir do nível “ $p_5$ ”, o que demonstra a dificuldade em viabilizar os investimentos em geração termelétrica, mesmo com a renda suplementar obtida sob o modelo de “preço mínimo”.
- O modelo com “margem de investimento” é quase tão ineficaz para viabilizar os investimentos em geração termelétrica quanto o modelo original. Isto se explica pela perda de competitividade que o modelo de “margem de investimento” impõe à geração termelétrica. Possivelmente um modelo de margem de investimento que adicionasse a margem somente ao custo da geração hidrelétrica seria eficaz.
- O modelo com “aversão ao risco” é o mais eficaz para viabilizar os investimentos em geração termelétrica, i.e., a distribuição de probabilidade acumulada da rentabilidade obtida sob este modelo domina estocasticamente<sup>25</sup> as obtidas sob os demais modelos.

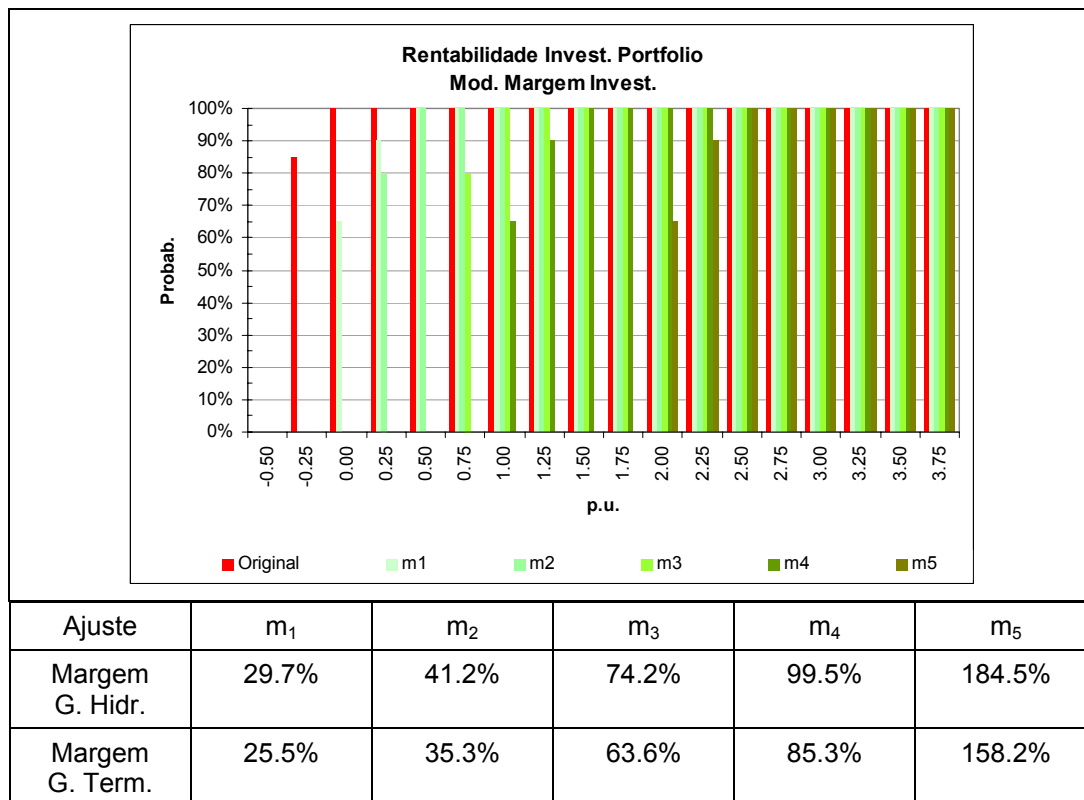
---

<sup>25</sup> Dominância estocástica de 1ª ordem: menor probabilidade de menores valores.

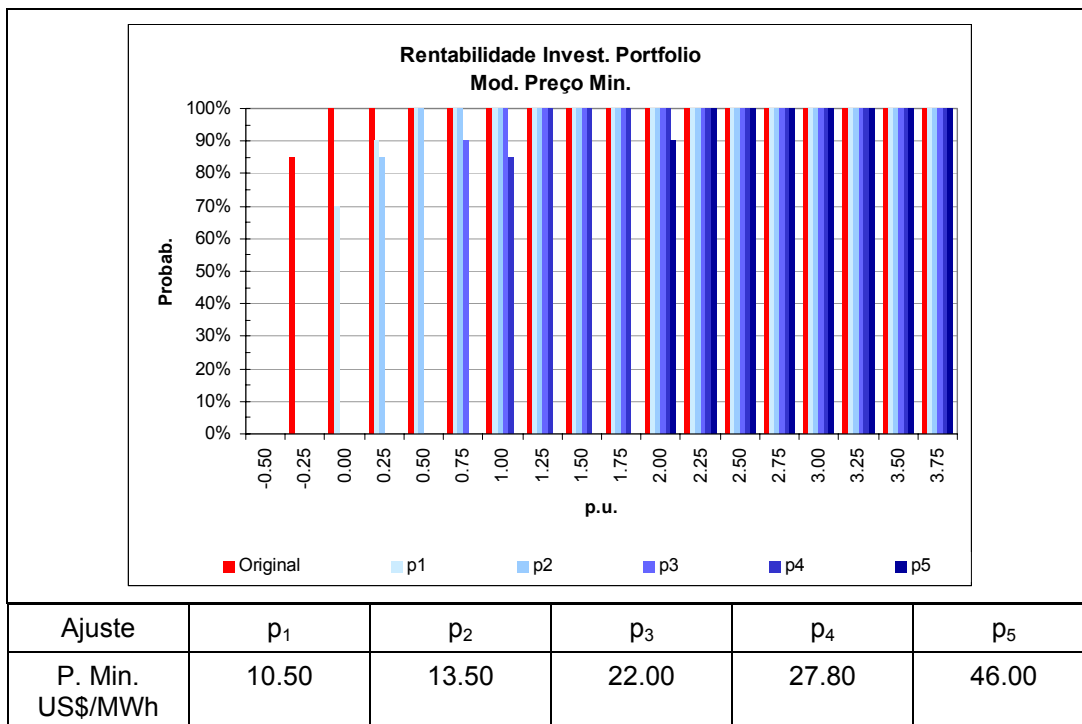
**Rentabilidade dos Investimentos no Portfolio de Geração Hidrotérmica**



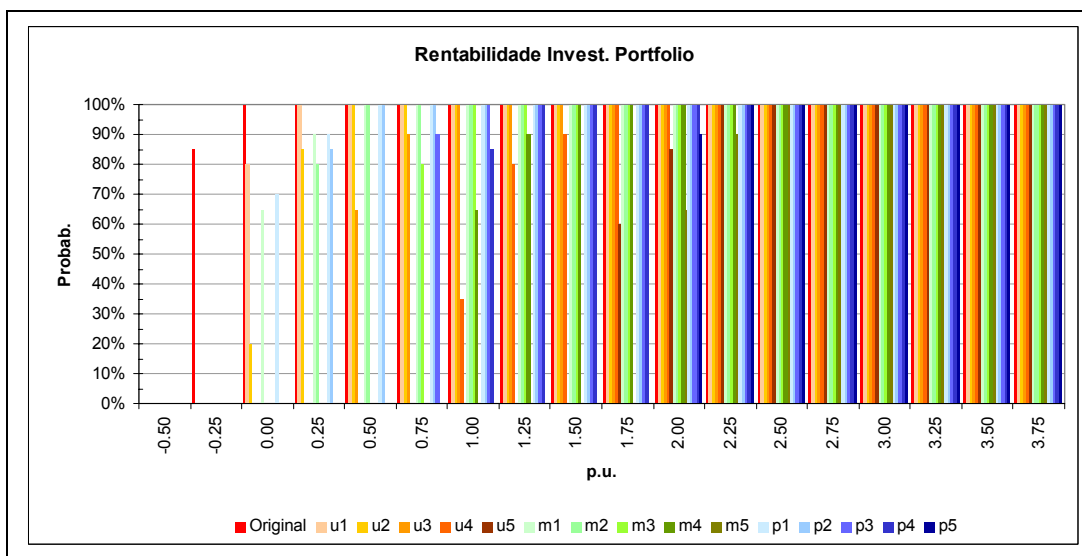
**Figura 40 - Rentabilidade do Investimento no Portfolio de Geração Hidrotérmica Modelo com Aversão ao Risco**



**Figura 41 - Rentabilidade do Investimento no Portfolio de Geração Hidrotérmica Modelo com Margem de Investimento**



**Figura 42 - Rentabilidade do Investimento no Portfolio de Geração Hidrotérmica Modelo com Preço Mínimo**



**Figura 43 - Rentabilidade do Investimento no Portfolio de Geração Hidrotérmica Todos os Modelos**

Os resultados obtidos para o investimento no portfolio de geração hidrotérmica são bastante próximos aos obtidos para os investimentos em geração hidrelétrica. Esta similaridade é explicada pela proporção (91%) de geração hidrelétrica no portfolio. Contudo pode-se notar uma piora nos resultados obtidos sob o modelo de “margem de investimento” que já havia se mostrado bastante ineficaz para os investimentos em geração termelétrica.

A tabela abaixo apresenta o valor médio da rentabilidade “y” dos investimentos considerados, obtida sob cada um dos modelos e nível de ajuste.

É interessante observar que embora o modelo de “aversão ao risco” seja o mais eficaz sob o ponto de vista de dominância estocástica, o modelo de “preço mínimo” é melhor do ponto de vista de maior valor médio de rentabilidade ao menor custo para o consumidor (valor esperado da relação custo / benefício).

Modelo	Ajuste	Custo Energia (% C*)	Rentabilidade G. Hidr.	Rentabilidade G. Term.	Rentabilidade Portfolio
<b>Original</b>	-	34%	-37%	-41%	-38%
<b>Aversão</b>	u1	54%	1%	-12%	-6%
<b>Risco</b>	u2	61%	12%	1%	11%
	u3	83%	50%	54%	50%
	u4	100%	66%	148%	110%
	u5	157%	169%	263%	177%
<b>Margem</b>	m1	54%	5%	-33%	2%
<b>Investimento</b>	m2	61%	21%	-31%	16%
	m3	83%	67%	-24%	67%
	m4	100%	102%	-18%	102%
	m5	157%	221%	6%	203%
<b>Preço</b>	p1	54%	4%	-40%	2%
<b>Mínimo</b>	p2	61%	21%	-41%	16%
	p3	83%	66%	-42%	60%
	p4	100%	103%	-41%	92%
	p5	157%	200%	106%	193%

**Tabela 7 – Rentabilidade Média dos Investimentos (p.u.) – Todos os Modelos**

A tabela abaixo apresenta a atratividade<sup>26</sup> dos investimentos considerados, obtida sob cada um dos modelos e nível de ajuste.

Modelo	Ajuste	Custo Energia (% C*)	Atratividade G. Hidr.	Atratividade G. Term.	Atratividade Portfolio
<b>Original</b>	-	34%	1%	1%	1%
<b>Aversão</b>	u1	54%	6%	4%	3%
<b>Risco</b>	u2	61%	8%	4%	8%
	u3	83%	11%	7%	10%
	u4	100%	10%	13%	13%
	u5	157%	18%	18%	19%
<b>Margem</b>	m1	54%	7%	2%	6%
<b>Investimento</b>	m2	61%	10%	2%	9%
	m3	83%	19%	2%	18%
	m4	100%	36%	2%	36%
	m5	157%	100%	6%	100%
<b>Preço</b>	p1	54%	5%	1%	4%
<b>Mínimo</b>	p2	61%	7%	1%	7%
	p3	83%	100%	1%	100%
	p4	100%	100%	1%	100%
	p5	157%	100%	100%	100%

**Tabela 8 – Atratividade Média dos Investimentos – Todos os Modelos**

Pode-se observar que:

- Sob o modelo original a atratividade dos investimentos é muito baixa (a opção de investimento só seria exercida no 1º período em 1% dos cenários).
- A atratividade é pouco sensível ao ajuste do modelo de aversão ao risco, apresentando valores relativamente baixos, até mesmo para ajustes que levam a um valor elevado (157% do Custo Normativo) para o custo da energia. A pouca sensibilidade da atratividade ao grau de aversão ao risco é devida ao aumento da incerteza da renda que seria obtida sob este modelo anulando o efeito positivo do aumento do valor médio da rentabilidade com o incremento do grau de aversão ao risco.

<sup>26</sup> Atratividade: a proporção dos cenários nos quais a opção de investimento é exercida no 1o período

- A atratividade também se mostrou pouco sensível à margem de investimento (modelo de “margem de investimento”).
- O modelo de “preço mínimo” se mostrou o mais eficaz do ponto de vista de atratividade dos investimentos, sendo o único modelo sob o qual se obteve atratividade superior a 95% para investimentos em geração térmica. Esta performance é devida ao fato que o modelo de preço mínimo limita à direita a distribuição do preço spot, eliminado, a partir de um certo nível de preço mínimo, os cenários de renda insuficiente.

Os resultados e conclusões desse estudo sobre a atratividade dos investimentos devem ser vistos com cautela uma vez que a incerteza da renda afeta profundamente o exercício da opção de investimento e esta incerteza pode ser mitigada pela contratação de longo prazo, que não foi considerada neste estudo.

Uma métrica alternativa da incerteza da rentabilidade dos investimentos é a proporção dos cenários em que a rentabilidade (VPL) é positiva, como mostrado na tabela abaixo.

Modelo	Ajuste	Custo Energia (% C*)	% VPL > 0 G. Hidr.	% VPL > 0 G. Term.	% VPL > 0 Portfolio
<b>Original</b>	-	34%	4%	6%	4%
<b>u1</b>	2.00	54%	31%	13%	20%
<b>u2</b>	2.30	61%	88%	27%	81%
<b>u3</b>	3.23	83%	100%	100%	100%
<b>u4</b>	4.65	100%	100%	100%	100%
<b>u5</b>	6.40	157%	100%	100%	100%
<b>m1</b>	1.40%	54%	41%	8%	30%
<b>m2</b>	1.94%	61%	100%	9%	100%
<b>m3</b>	3.50%	83%	100%	11%	100%
<b>m4</b>	4.69%	100%	100%	13%	100%
<b>m5</b>	8.70%	157%	100%	29%	100%
<b>p1</b>	10.50	54%	45%	6%	29%
<b>p2</b>	13.50	61%	100%	6%	100%
<b>p3</b>	22.00	83%	100%	5%	100%
<b>p4</b>	27.80	100%	100%	5%	100%
<b>p5</b>	46.00	157%	100%	100%	100%

**Tabela 9 – Percentual de Rentabilidade Positiva – Todos os Modelos**

Os resultados confirmam que o modelo “avesso ao risco” apresenta o melhor desempenho, pois todos os investimentos obtêm rentabilidade positiva em 100% dos cenários ao menor custo da energia, a um valor inferior ao normativo (C\*).

Em resumo, se pode concluir que o modelo “avesso ao risco” permite viabilizar, de forma robusta, todos os investimentos, a um custo de energia para o consumidor inferior ao limite permitido pelo regulador (Custo Normativo).