

## **CAPÍTULO VI Base Matemática e Modelo para Comparação de Fontes Geradoras**

A geração de energia elétrica aplicando energias renováveis alternativas custa mais caro do que aquelas utilizando tecnologias convencionais. Este conceito, amplamente entendido e aceito por todos, implica em que a utilização dessas fontes em grande escala sempre resultará em um aumento do custo da geração de eletricidade para a sociedade.

Os modelos de custos tradicionais de engenharia tendem a favorecer a geração de energia tradicional em detrimento das renováveis ao ignorar os riscos envolvidos, baseando-se apenas no menor preço do kWh gerado. No entanto, modelos financeiros para parametrização de risco e valor, conforme inicialmente sugerido por Harry Markowitz em seu artigo "Portfolio Selection" [Copeland, 2006], provêm um ponto de vista muito diferente.

A teoria financeira moderna pode ser aplicada nos empreendimentos de geração de energia elétrica, avaliando-se os investimentos com técnicas mais abrangentes, incluindo os conceitos de valores ou custos com níveis de riscos associados, que tendem a ser ignoradas pela engenharia econômica tradicional. Se aplicada no caso da geração elétrica, as alternativas podem ser avaliadas não apenas sob a perspectiva de menor custo unitário previsto, como também baseado em sua contribuição para uma carteira ou portfólio de diversas fontes de energia [Awerbuch e Berger, 2003].

Em países com grande geração térmica a combustíveis fósseis, caminho agora proposto para o Brasil, com o estabelecimento de um parque termo-hidráulico baseado principalmente em gás natural, os aumentos de custos são repassados para o consumidor. Esta situação já aconteceu no País, em 2001, quando, para superar a crise de oferta de energia elétrica, foram implantadas usinas emergenciais acionadas a óleo diesel.

Por outro lado, a geração de eletricidade através de fontes renováveis alternativas, como biomassa, eólica ou solar, oferecem uma certeza de preço quando avaliadas em prazos mais longos. Apesar de serem alternativas de capitais intensivos elevados - mas bem distintos nos exemplos citados - apresentam a vantagem de terem uma estrutura de custos relativamente

conhecida e previsível, com baixo risco, inclusive de ordem ambiental, como veremos na continuação deste trabalho.

O planejamento energético tem-se baseado, muitas vezes, apenas na intuição do gestor, situação que ainda perdura até os dias de hoje. Existem diversos modelos para previsão tanto da demanda quanto da oferta de combustíveis ou de energia de uma forma geral, como, por exemplo: World Energy Outlook, curva de risco hidrológico do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, preços de petróleo no mercado futuro de bolsas de commodities, Mercado de Energia Elétrica 2006 – 2015 da EPE.

Também existem diversos modelos para avaliação do impacto ambiental da utilização de uma fonte de energia ou de uma tecnologia em particular, como, por exemplo: emissões de combustíveis fósseis, ciclo de vida de coletores fotovoltaicos, aerogeradores, veículos, etc.

Contudo, de forma pioneira, modelos financeiros baseados no CAPM – Capital Asset Pricing Model, desenvolvido por Sharpe-Lintner, e na Teoria de Portfólios de carteiras de investimentos, já citada, têm sido aplicados nas análises de matrizes de fontes primárias para geração de energia elétrica em diversos países [Awerbuch, Jansen & Beurskens, 2004].

Os resultados encontrados sob esta nova perspectiva podem ser contrários à intuição normalmente vigente. Este fato deriva da constatação de que muitas fontes renováveis para produção de energia elétrica utilizam tecnologias com custos fixos, os quais não estão sujeitos à volatilidade de preços dos combustíveis fósseis, por exemplo. Ou então, quando os preços da matéria-prima oscilam, como no caso da cana-de-açúcar, as flutuações não estão, ou são pouco correlacionadas àquelas baseadas em outras tecnologias.

O modelo financeiro de Análise de Variância de Portfólios, aplicado ao setor de geração de energia elétrica, permite explorar o efeito da carteira diversificada de fontes primárias, o efeito portfólio. Esse modelo, além de quantificar a contribuição de cada uma das tecnologias ao custo médio global da energia gerada, também inclui a avaliação dos riscos intrínsecos assumidos nos cálculos.

## VI.1 DESCRIÇÃO DO MÉTODO ANALÍTICO, HIPÓTESES E DADOS

A otimização de uma carteira de investimentos é um instrumento comumente utilizado por gestores financeiros. O objetivo é o de se criar um portfólio robusto que gere os maiores retornos sob as mais variadas condições econômicas reinantes. Portfólios eficientes são, por definição, aqueles que minimizam riscos desnecessários em face aos retornos esperados ou, então, maximizam o retorno esperado para um nível de risco aceito.

O novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro considera dois aspectos básicos no planejamento de expansão da oferta: segurança do abastecimento e a modicidade tarifária. No entanto, quando a segurança está comprometida, a reação natural é a de um aumento explosivo das tarifas. Logo, esses dois aspectos não podem ser avaliados de forma independente e as técnicas baseadas na teoria de portfólios podem servir de guia para se definir uma matriz de geração elétrica para o futuro. Ou seja, portfólios de geração eficientes minimizam o risco de a sociedade pagar preços acima de um valor justo e competitivo pela energia.

A flutuação de preços do petróleo afeta principalmente os países importadores de óleo, mas os aumentos substanciais implicam em perdas econômicas significativas para todos, na medida em que pode provocar uma recessão mundial com reflexos nos níveis de emprego, consumo e, por conseqüência, nos valores dos ativos de uma forma geral.

Dentro deste contexto, uma análise da expansão do parque gerador elétrico brasileiro, aplicando os conceitos da Teoria de Portfólios, introduz novos conceitos para comparação das soluções propostas e as fontes renováveis que estão no limiar da competitividade, caso da biomassa e eólica, introduzem vantagens comparativas interessantes, como veremos.

O principal resultado da otimização de um portfólio de fontes de geração de energia elétrica é descobrir a fronteira eficiente para a situação vigente no país. A fronteira eficiente é o lugar comum onde estão localizados todos os portfólios de máxima eficiência. Ou seja, uma redução de custo de geração só pode ser conseguida aceitando-se riscos maiores. Os portfólios de geração eficientes, com as respectivas distribuições de tecnologias, servem de base de comparação com as matrizes de geração projetadas pela política energética do país.

## O Modelo de Portfólio

O modelo de portfólio é atualmente muito aplicado para seleção de investimentos financeiros relacionados principalmente à composição de carteiras de fundos de pensão. Mais recentemente ele também foi utilizado para aperfeiçoar o binômio custo-risco de ativos relativos à energia, geração de eletricidade e gerenciamento do meio ambiente<sup>26</sup>.

O modelo de portfólio baseia-se em projeções, refletindo a avaliação que o investidor ou administrador público ou privado faz do risco de mercado e retornos previstos. O risco é avaliado pelo desvio-padrão dos retornos periódicos dos investimentos. Como esses desvios futuros são desconhecidos, os analistas se utilizam de séries históricas de desvios-padrões para analisá-los, assumindo que o passado é uma boa fonte de informação para se prever o futuro.

Nem sempre podemos contar com esta premissa e o que diferencia um bom de um mau gestor é a sua capacidade de discernir quando o passado não mais reflete de maneira fidedigna as expectativas de desempenho futuro dos ativos ou das tecnologias disponíveis. Para tanto, os dados de entrada do modelo devem ser alterados, de forma a espelhar as novas condições de mercado vigentes. Os resultados obtidos com estas alterações podem ser diferentes e devemos destacar essa questão ao longo desse trabalho.

De qualquer forma, a validade dos resultados encontrados pelo modelo reside na aceitação do fato de que o passado é realmente a melhor referência para o futuro. Isto não implica em aceitar que eventos inesperados nunca aconteçam, mas apenas considerar que os impactos nos custos e outros indicadores são bem conhecidos de experiências passadas e que um padrão de comportamento dessas incertezas possa ser inferido a partir dessa experiência.

Os resultados gerados pelos portfólios indicam matrizes de geração com variância mínima, baseada em dados estatísticos passados. As soluções encontradas pelo modelo podem servir de referência para os formadores de opinião, quando houver consenso de que os valores, faixas e variações

---

<sup>26</sup> Por exemplo: Frank J. Fabozzi, Francis Gupta and Harry Markowitz, *Journal of Investing*, Fall 2002, 7-22. H. Brett Humphreys and K. T. McLain, "Reducing The Impacts of Energy Price Volatility Through Dynamic Portfolio Selection," *Energy Journal*, 19, (3) 1998; S. Awerbuch and M. Berger, *Energy Security and Diversity – IEA - electricity*, Urs Springer and Harri Laurikka, "Quantifying risks and risk correlations of investments in Climate Change Mitigation," IWOe Discussion paper No. 101, University of St. Gallen; ISBN 3-906502-98-8 [www.iwoe.unisg.ch/org/iwo/web.nsf](http://www.iwoe.unisg.ch/org/iwo/web.nsf)

consideradas têm grande chance de se confirmar no futuro [Awerbuch e Berger, 2003].

A escolha da melhor matriz de geração está baseada na Teoria de Análise de Variância de Portfólios, desenvolvida por Harry Markowitz, em 1952. Esta teoria permite estimar portfólios ou carteiras de investimentos financeiros com risco mínimo associado a um retorno esperado [Ross et al., 2007].

A idéia central em que ela se baseia é a de que investimentos, ou de uma forma ampliada, tecnologias para geração de energia, são ativos imprevisíveis e com certo grau de risco intrínseco ao negócio. Contudo, as correlações ou covariâncias entre esses ativos ou tecnologias para geração de energia podem ser utilizadas para tornar as carteiras mais robustas, proporcionando retornos maiores com riscos adicionais mínimos.

#### **Efeito Portfólio – Avaliação das incertezas para uma carteira composta por dois ativos**

A Teoria de Portfólios foi inicialmente concebida para carteiras de ativos financeiros, relacionando o retorno esperado da carteira -  $E(r_p)$ , com o risco global da mesma -  $\sigma_p$  - definido como o desvio-padrão de retornos passados.

A explicação do funcionamento do modelo, para efeito didático, será demonstrada a partir de uma carteira simples, composta por dois papéis. O retorno esperado da carteira é a média ponderada dos retornos individuais desses dois papéis:

$$E(r_p) = X_1 \cdot E(r_1) + X_2 \cdot E(r_2) \quad [7.1]$$

Onde:

$E(r_p)$  Retorno esperado da carteira

$X_1, X_2$  Participações dos *Ativos 1 e 2* na carteira

$E(r_1), E(r_2)$  Retornos esperados para os *Ativos 1 e 2*, calculados pela média de todos os possíveis resultados, ponderados pela probabilidade de ocorrerem

Por exemplo, para o *Ativo 1* o retorno esperado seria:  $E(r_1) = \sum p_i r_i$  onde  $p_i$  é a probabilidade de que o resultado  $i$  ocorra e  $r_i$  é o retorno correspondente a este resultado.

O risco da carteira,  $\sigma_p$ , também se compõe da média ponderada dos dois papéis, mas agora ajustada pelo coeficiente de correlação entre eles:

$$\sigma_p = \sqrt{X_1^2 \sigma_1^2 + X_2^2 \sigma_2^2 + 2X_1 X_2 \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2} \quad \text{ou}$$

$$\sigma_p = \sqrt{X_1^2 \sigma_1^2 + X_2^2 \sigma_2^2 + 2X_1 X_2 COV_{12}} \quad [7.2]$$

Onde:

$\rho_{12}$  correlação entre os retornos dos dois ativos

$\sigma_1$  e  $\sigma_2$  desvio padrão dos retornos periódicos dos *Ativos 1 e 2*

$$COV_{12} = E [(r_1 - E(r_1)) (r_2 - E(r_2))] = \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2$$

covariância dos retornos dos dois ativos

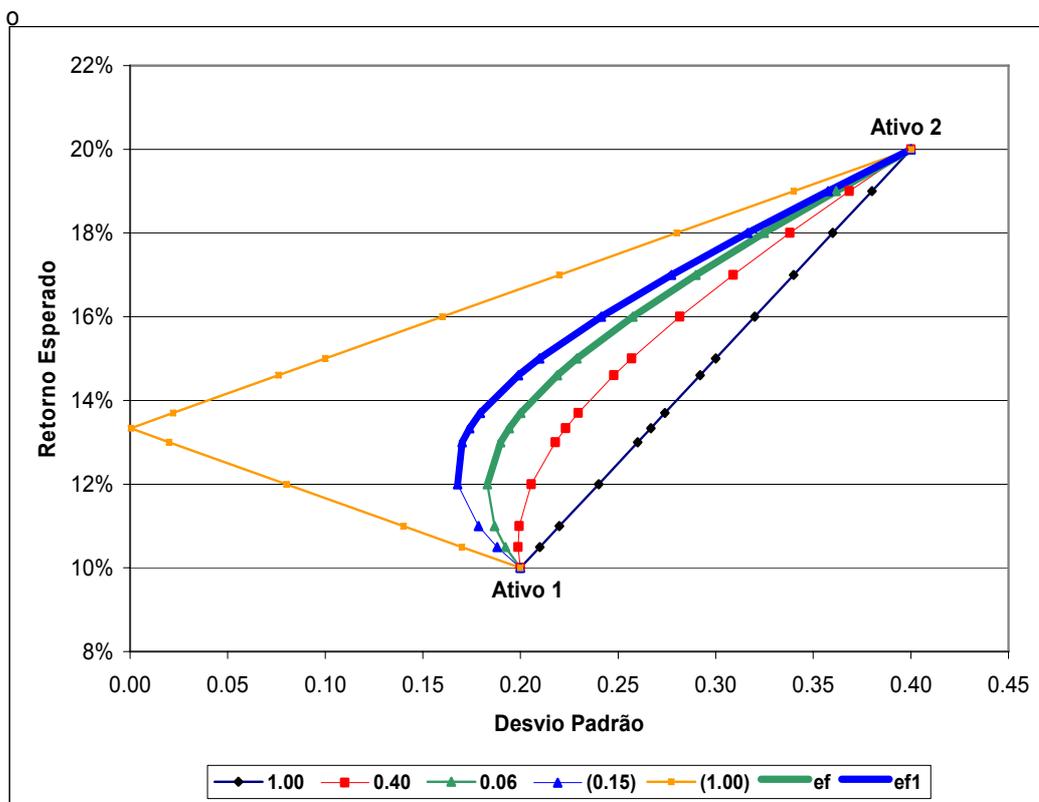
O coeficiente de correlação  $\rho_{12}$  é uma medida do grau de diversificação entre as duas aplicações. O risco do portfólio aumenta na medida em que a diversidade de seus componentes - medida pela correlação ou covariância entre eles - diminui.

Carteiras de investimentos planejadas segundo essa teoria resultam em uma redução do risco ou incerteza no retorno pelo efeito da diversificação dos ativos. Algum grau de diversificação entre dois ou mais ativos existe quando o coeficiente de correlação entre eles não é perfeito, ou dito de forma matemática, o coeficiente é menor do que 1 (um). No entanto, com a ordem dos valores geralmente envolvidos, coeficientes de correlação maiores do que 0,40 não produzem efeitos significativos nos resultados.

No nosso exemplo, vamos supor que o coeficiente de correlação entre os dois ativos  $\rho_{12}$  seja igual a 0,06 e que o *Ativo 2* tenha um histórico de rentabilidade e de variações superiores ao do *Ativo 1*, de tal forma que:

$$E(r_1) = 10\%, \sigma_1 = 0,20 \text{ e } E(r_2) = 20\%, \sigma_2 = 0,40$$

A figura VI-1 mostra o efeito de acrescentar parcelas maiores do *Ativo 2* na carteira de investimentos, variando o coeficiente de correlação entre os dois ativos.



ATIVO 1

| X <sub>1</sub> | 100%  | 95%   | 90%   | 80%   | 70%   | 66.6% | 63%   | 54%   | 50%   | 40%   | 30%   | 20%   | 10%   | 0%    |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| retorno        | 10.0% | 10.5% | 11.0% | 12.0% | 13.0% | 13.3% | 13.7% | 14.6% | 15.0% | 16.0% | 17.0% | 18.0% | 19.0% | 20.0% |
| $\rho$         |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 1.00           | 0.200 | 0.210 | 0.220 | 0.240 | 0.260 | 0.267 | 0.274 | 0.292 | 0.300 | 0.320 | 0.340 | 0.360 | 0.380 | 0.400 |
| 0.40           | 0.200 | 0.199 | 0.199 | 0.206 | 0.218 | 0.223 | 0.230 | 0.248 | 0.257 | 0.282 | 0.309 | 0.338 | 0.368 | 0.400 |
| 0.06           | 0.200 | 0.192 | 0.187 | 0.183 | 0.190 | 0.194 | 0.200 | 0.219 | 0.229 | 0.257 | 0.290 | 0.325 | 0.362 | 0.400 |
| (0.15)         | 0.200 | 0.188 | 0.178 | 0.168 | 0.170 | 0.174 | 0.179 | 0.199 | 0.210 | 0.241 | 0.277 | 0.316 | 0.358 | 0.400 |
| (1.00)         | 0.200 | 0.170 | 0.140 | 0.080 | 0.020 | 0.000 | 0.022 | 0.076 | 0.100 | 0.160 | 0.220 | 0.280 | 0.340 | 0.400 |

Figura VI-1 – Efeito da correlação entre os ativos nos retornos e riscos da carteira

Observa-se dos resultados que, surpreendentemente, acrescentando até 37% do *Ativo 2* na carteira não acarreta um aumento de risco para o investimento, apesar de, definitivamente, melhorar a perspectiva de retorno de 10 para 13,7%. Isto só foi possível porque o nível de correlação entre os dois ativos é baixo. Para um coeficiente superior a 0,40, no nosso exemplo, esse efeito já desaparece.

Do ponto de vista de risco de retorno da carteira de investimentos não faz sentido optar-se por uma composição na qual o *Ativo 2* participe com menos do

que 20% do total, pois existem combinações de carteiras que produzem resultados melhores com riscos semelhantes.

Este efeito conhecido por Efeito Portfólio provém do fato de que devido à correlação entre esses dois ativos ou, melhor dizendo, da falta de correlação entre eles, aumentam as chances de que o retorno de um aumente enquanto o do outro diminui. Isto significa que as variações anuais de retornos dos investimentos dessas duas aplicações têm boas possibilidades de se compensarem de tal forma que o risco da carteira composta pelos dois ativos inicialmente caia, na medida em que o *Ativo 2*, com melhor retorno, porém maior risco, é acrescentado a ela.

Percebe-se pelas curvas típicas em forma de  $\mathcal{C}$  mostradas na figura VI-1 que, nesses casos, apenas a parte superior delas define as possíveis combinações que trazem benefícios para o investidor, que deveria optar por aquelas com maiores retornos segundo dois fatores fundamentais: estratégias pré-definidas e grau de aversão ao risco. Os pontos formados por ela definem a fronteira eficiente das possíveis participações, fora da qual não existem combinações possíveis que irão apresentar melhor retorno com o mesmo risco.

Na medida em que a correlação entre os dois ativos diminui o efeito portfólio aumenta. Para  $\rho = -0,15$  no exemplo, a participação de até 66% do *Ativo 2* reduz o risco da carteira. No caso extremo em que os retornos dos dois ativos são perfeitamente antagônicos com  $\rho = -1$ , ou seja, a variação positiva de um deles implica em uma variação negativa de igual valor do outro, pode-se até mesmo criar uma carteira  $P(X_1/X_2)$  em que o risco seja zero, 66,6% / 33,4%, no nosso exemplo.

Por outro lado, ativos com alta correlação não trazem robustez à carteira. O aumento da participação do *Ativo 2* na carteira com  $\rho > 0,40$  aumenta o retorno do investimento concomitantemente ao aumento do risco, de uma maneira que se aproxima da variação linear, obtida com  $\rho = 1$ .

### Efeitos de um ativo sem risco no Portfólio

Nas carteiras de ativos financeiros, papéis emitidos por governos de países desenvolvidos, como os títulos do tesouro americano, são consideradas aplicações com risco próximo a zero, apesar de que, na prática, até eles estão sujeitos a flutuações devido a mudanças nas taxas de juros básicos da

economia. No entanto, se considerarmos que eles podem ser mantidos até o período final de maturação e resgatados pelo seu valor nominal de face, situação muito parecida com investimentos realizados para geração de energia elétrica, essa aproximação espelha razoavelmente a vida real.

O efeito que esse tipo de papel acarreta na carteira de investimentos será demonstrado no mesmo exemplo da carteira composta pelos dois ativos, definidos anteriormente. A inclusão de um *Ativo 3* cuja variância da taxa de retorno é zero simplifica o cálculo da combinação com uma carteira  $P(X_1, X_2)$ , composta pelos *Ativos 1 e 2*, já que, nesse caso,  $\sigma_3 = 0$  e a covariância entre eles também será igual a zero. O risco do novo portfólio formado será função apenas da participação do ativo sem risco na nova carteira formada.

Pela equação [7.2], a taxa de variação de risco do novo portfólio formado é igual a:

$$\sigma_p = \sqrt{X_{12}^2 \sigma_{12}^2} = X_{12} \sigma_{12}, \text{ ou seja, uma linha reta.}$$

Onde:

$\sigma_{12}$  desvio padrão da carteira composta pelos *Ativos 1 e 2* -  $P(X_1, X_2)$

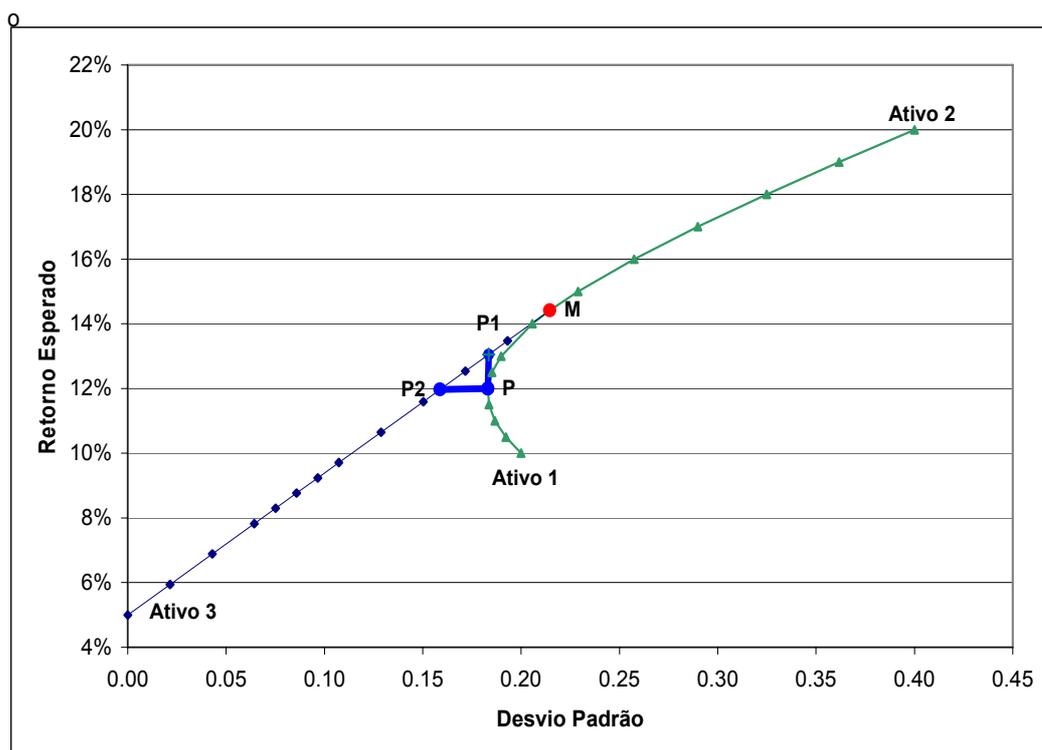
$X_{12}$  participação da carteira  $P(X_1, X_2)$  na nova carteira, igual a  $1 - X_3$

Voltando ao exemplo, vamos supor a adição de um ativo com retorno previsto  $E(r_3) = 5\%$  e desvio  $\sigma_3 = 0$  a um portfólio  $M(X_1, X_2)$ . A estratégia utilizada para a escolha desse portfólio será a de maximizar o retorno da nova carteira formada, expondo-a ao menor risco possível.

Esse portfólio é determinado pelo ponto de tangência entre a reta que define o retorno e risco da nova carteira formada e a curva para os possíveis portfólios  $P(X_1, X_2)$ , levantada anteriormente, supondo um coeficiente de correlação entre os *Ativos 1 e 2* -  $\rho_{12} = 0,06$ . Ele pode ser encontrado pela maximização da tangente:

$$\text{tg } \theta = \frac{E(r_{12}) - r_3}{\sigma_{12}}$$

No nosso exemplo, ele consiste de 56% do *Ativo 1* e 44% do *Ativo 2*, conforme ilustrado pela figura VI-2, mostrada a seguir.



ATIVO 1

|         | 100%  | 95%    | 90%    | 85%   | 80%    | 75%   | 70%    | 60%    | 56%    | 50%    | 40%    | 30%   | 20%    | 10%   | 0%    |
|---------|-------|--------|--------|-------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|-------|-------|
| retorno | 10.0% | 10.5%  | 11.0%  | 11.5% | 12.0%  | 12.5% | 13.0%  | 14.0%  | 14.4%  | 15.0%  | 16.0%  | 17.0% | 18.0%  | 19.0% | 20.0% |
| p       |       |        |        |       | 0.183  | 0.185 | 0.190  | 0.206  | 0.215  | 0.229  | 0.257  | 0.290 | 0.325  | 0.362 | 0.400 |
| tg θ    | 0.25  | 0.2861 | 0.3213 | 0.354 | 0.3822 | 0.405 | 0.4215 | 0.4376 | 0.4388 | 0.4369 | 0.4272 | 0.414 | 0.4002 | 0.387 | 0.375 |

ATIVO 3

|         | 100%  | 90%   | 80%   | 70%   | 65%   | 60%   | 55%   | 50%   | 40%   | 30%   | 26%   | 20%   | 14.5% | 10%   | 0%    |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| retorno | 5.0%  | 5.9%  | 6.9%  | 7.8%  | 8.3%  | 8.8%  | 9.2%  | 9.7%  | 10.7% | 11.6% | 12.0% | 12.5% | 13.1% | 13.5% | 14.4% |
| risco   | 0.000 | 0.021 | 0.043 | 0.064 | 0.075 | 0.086 | 0.097 | 0.107 | 0.129 | 0.150 | 0.159 | 0.172 | 0.183 | 0.193 | 0.215 |

Figura VI-2 – Efeito da adição de um ativo sem risco à carteira de investimentos

O efeito da adição de um ativo com risco zero ao portfólio M pode ser mostrado por dois exemplos a partir do portfólio P na figura VI-2. O portfólio P apresenta um retorno de 12% e um risco de 0,183, sendo composto por 80% do Ativo 1 e 20% do Ativo 2, marcando o início da fronteira eficiente.

Duas situações podem ser desenvolvidas:

- Aumentar o retorno previsto da nova carteira, sem aumentarmos o risco do investimento. O portfólio P1 com 14,5% do Ativo 3 adicionado ao portfólio M atende a este requisito, já que o retorno esperado subiu para 13,1%, mantendo-se o risco da aplicação em 0,183;
- Manter o retorno esperado, diminuindo o risco do investimento. O portfólio P2 com 26% do Ativo 3 apresenta o mesmo retorno esperado de P, mas teve o risco diminuído para 0,159.

Ou seja, a adição de ativos com baixo risco às carteiras de investimentos produz efeitos interessantes e pouco intuitivos aos retornos esperados e riscos associados à nova carteira. Eles se transformam em instrumentos poderosos para melhorar o desempenho das novas carteiras formadas, aumentando as expectativas de retorno do investimento sem afetar o risco ou, então, podem diminuir o risco do investimento, sem alterar o seu retorno.

**Efeito Portfólio – Generalizando o método para carteiras compostas por vários ativos**

O método da seleção de portfólios descrito para dois ativos pode ser estendido para portfólios com múltiplos ativos. As equações [7.1] e [7.2] passam a ser avaliadas da seguinte forma, o significado dos símbolos são os mesmos anteriores:

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^N X_i \cdot E(r_i) \tag{7.3}$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N X_i \cdot X_j \cdot \rho_{ij} \cdot \sigma_i \cdot \sigma_j \tag{7.4}$$

Uma representação pictórica das possíveis combinações de retornos/riscos de carteiras de investimentos está mostrada na figura VI-3.

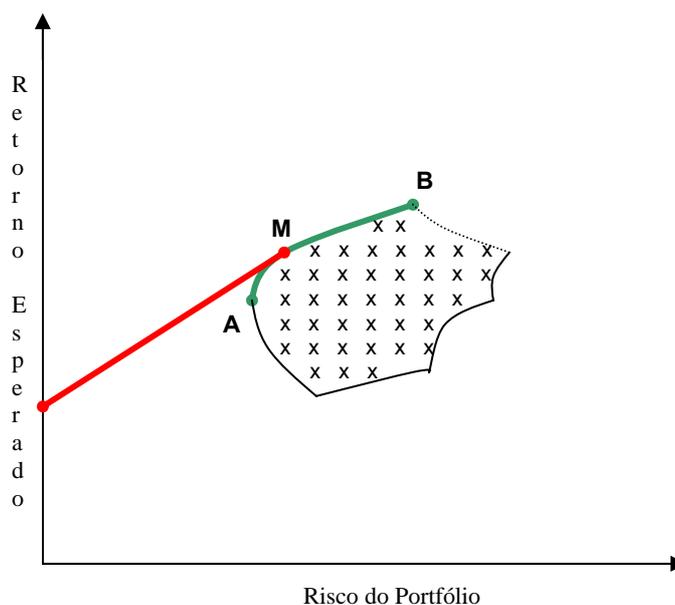


Figura VI-3 – Fronteira eficiente para um portfólio composto por mais de dois ativos

As diferentes possibilidades de participações dos ativos produzem as possíveis combinações de retorno - risco para o investimento. Contudo, nenhuma das combinações que resultem em pontos abaixo ou à direita da fronteira eficiente, representada pela curva A-B na figura VI-3, maximiza o retorno ou minimiza o risco, para uma determinada expectativa de um ou de outro.

Em outras palavras, sempre existirá uma combinação dos ativos que resulte em melhor retorno com o mesmo risco ou, então, retorno igual com risco menor. Todas essas possíveis combinações caem sobre a fronteira eficiente.

Da mesma forma como foi demonstrada para a carteira com dois ativos, a combinação de um papel de risco zero a uma carteira de ativos tem a propriedade de trazer melhoras para a parte A-M da fronteira eficiente, produzindo portfólios com riscos menores e igual rentabilidade.

### **Aplicando o modelo de Portfólios para comparação de fontes de geração de energia elétrica**

Os princípios da análise de variância de portfólios podem ser aplicados no caso da geração de energia elétrica, considerando-se o retorno do investimento como energia por custo unitário para produzi-la, por exemplo, MWh/US\$ [Awerbuch e Berger, 2003]. Ou seja, essa unidade é exatamente o inverso do custo de geração, normalmente adotado, US\$/MWh, mas traz a vantagem de ficar análoga à situação vivida pelo mercado financeiro, onde se busca sempre investimentos com retornos maiores.

Os índices relacionados ao risco ou variabilidade do portfólio são expressos da mesma forma que o seu par financeiro, como o desvio-padrão das variações dos custos correntes relacionados a cada uma das tecnologias sob análise.

Desta maneira, a fronteira eficiente é definida em função de duas variáveis: retorno do portfólio, que é o inverso do custo médio para geração de energia, e do risco ou variabilidade desses custos.

A interpretação dos resultados fica, então, análoga à análise realizada para carteiras de investimentos tradicionais. A otimização clássica dessas análises busca maximizar o retorno da carteira para um dado grau de risco mensurado pelos seus desvios-padrões ou, então, minimizar o risco da carteira

para um nível de retorno pretendido para ela, a partir da maior diversidade ou ausência de correlação entre os seus componentes.

### **Avaliação do risco do portfólio**

A equação [7.4] aplicada dessa forma generalizada revela que o risco global do portfólio de tecnologias para geração de eletricidade é função de:

- I. A participação do custo corrente para cada uma das tecnologias presente na matriz de geração de energia ( $X_i$ ).
- II. O desvio-padrão dos reajustes anuais de cada custo.
- III. O coeficiente de correlação ou a covariância entre este custo e os demais, referentes às outras tecnologias.

O modelo de otimização utilizado no trabalho baseia-se em planilha EXCEL da Microsoft [Kwan, 2001]. Ele permite criar representações gráficas das fronteiras eficientes previstas, ao mesmo tempo em que mostra a distribuição da utilização das tecnologias para geração de eletricidade para os riscos e retornos especificados.

Primeiramente são avaliados os resultados do binômio retorno-risco relacionados à matriz prevista pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética no Plano Nacional de Energia – 2030, editado em 2006. Posteriormente, as alternativas indicadas pelo modelo são comparadas. As alternativas propostas são melhores porque ou reduzem custos ou reduzem riscos ou reduzem ambos simultaneamente.

#### **VI.1.1.1 Hipóteses Consideradas na Análise de Custos de Geração Elétrica**

Os custos de geração de energia elétrica considerados neste trabalho compreendem os custos de capital, que remuneram o capital empregado na usina a uma determinada taxa mínima de atratividade, somados aos custos de operação.

Os custos de operação, por sua vez, foram divididos em custos de combustível, caso existam, e custos de operação e manutenção, O&M. Os custos de O&M incluem uma parcela fixa, relativa à pessoal, contratos, seguros, etc. e uma parcela variável, proporcional ao número de horas de operação da usina durante o ano, que definem o nível de desgaste imposto aos equipamentos.

O modelo considera a aplicação das tecnologias tanto em usinas novas como em usinas existentes e, por isso, o custo de capital para cada caso deve ser diferente. Para as usinas novas, o investimento inicial é estimado em termos do custo por MW instalado para a tecnologia em questão. Mas para as usinas já em operação, a forma de apropriar os custos de capital fica suscetível a críticas, o que pode influenciar os resultados obtidos.

Neste último caso, existem três formas possíveis de avaliarmos o custo de capital aplicado:

- I. Como investimentos novos, em que eles ainda devem ser totalmente recuperados com a operação futura da usina.
- II. Como investimentos afundados, onde se considera que os custos de capital desembolsados no passado são irrelevantes para a análise e, portanto, não devem ser computados como custos operacionais.
- III. Do ponto de vista contábil, em que os custos relativos à recuperação do capital investido diminuem à medida que a vida útil da usina passa e a rubrica de depreciação do ativo é carregada. Computado desta forma, os custos iniciais são maiores e decrescem com o passar do tempo com a redução da conta ativo imobilizado da usina, que passa a integrar a conta de depreciação acumulada.

A título de ilustração, será feito um exercício contábil para uma usina com investimento inicial de US\$ 100 milhões.

A relação entre o capital inicial aplicado e a recuperação de custos correspondentes pode ser escrito da seguinte forma:

$$C = DAL + RETORNO$$

Onde:

|           |   |
|-----------|---|
| $C$       | custo anual relativo ao capital empregado   |
| $DAL$     | custo de depreciação anual linear calculada durante a vida útil da usina  |
| $RETORNO$ | valor residual do ativo lançado no balanço anual multiplicado pela taxa financeira de desconto – $r$ – considerada para o projeto |

$$RETORNO = r \times \{ I - \sum DAL \}$$

Sendo:

|            |   |
|------------|---|
| $I$        | investimento inicial da usina   |
| $\sum DAL$ | soma de todas as parcelas prévias relativas à conta de depreciação do ativo lançadas em anos anteriores |
| $r$        | taxa de desconto do projeto   |

O custo para o primeiro ano de operação da usina com uma vida útil estimada de 25 anos e uma taxa de desconto assumida de 12% fica:

$$C = DAL + RETORNO$$

$$DAL = I/25$$

$$\sum DAL = 0$$

$$C = 0,04 \times I + 0,12 \times I = 0,16 \times I = \text{US\$ } 16 \text{ milhões}$$

O custo para o 13º ano de operação da usina seria:

$$DAL = I/25$$

$$\sum DAL = 12 \text{ anos} \times I/25 = 0,48 \times I$$

$$C = I/25 + 0,12 \times \{I - 0,48 \times I\} = 0,04 \times I + 0,12 \times 0,52 \times I =$$

$$0,1024 \times I$$

$$C = \text{US\$ } 10,24 \text{ milhões}$$

Ou seja, o custo a ser debitado relativo à recuperação do capital investido na metade da vida útil da usina seria 64% do custo para o primeiro ano de operação.

Na prática essa análise deveria ser aplicada caso a caso, investigando o balanço anual de cada usina, ou de uma forma arbitrária, poderíamos considerar uma meia vida já cumprida para o conjunto de usinas.

Ainda assim, essa análise realizada sob o ponto de vista estritamente contábil não reflete aspectos econômicos reais de uma usina geradora elétrica, os quais tendem a aumentar, ao invés de diminuir, à medida que os equipamentos envelhecem, devido aos custos maiores na reposição de peças e redução da eficiência na operação.

Desta forma, para efeito simplificador, o custo de capital considerado foi o menor dentro da faixa de variação para a implantação de uma usina de geração aplicando determinada tecnologia, enquanto para a usina nova considerou-se o

maior valor. As exceções a esta regra foram as termelétricas a gás natural e parques eólicos, já que todas elas são unidades relativamente novas.

### Hipóteses e limitações da aplicação da Teoria Financeira de Portfólios

Ao estendermos as técnicas utilizadas para avaliar investimentos financeiros compostos basicamente de papéis, mesmo que relacionados a ativos tangíveis, estamos implicitamente aceitando que as hipóteses e simplificações utilizadas na modelação dos portfólios sejam razoáveis para uma composição de ativos compostos com o objetivo de gerar energia elétrica.

Essas hipóteses e simplificações são descritas a seguir, com as explicações necessárias para justificar a validação dessa generalização.

1. Indivisibilidade dos ativos – a hipótese de que aplicações financeiras de um capital podem ser divididas por uma quantidade infinita de papéis, em que se baseia a Teoria de Portfólios é estendida para o caso de ativos gerando energia.

Quando analisadas em longos períodos, as necessidades para a ampliação de um sistema para geração de energia elétrica de um país são, geralmente, muito maiores do que as capacidades instaladas de usinas individuais e, visto desta forma, a generalização do modelo é bastante razoável.

2. Valores passados como referência para o futuro, baseado em uma distribuição normal dos dados – além de calcularmos médias e variâncias de uma amostragem de valores, também assumimos que a função normal de distribuição de probabilidade é suficiente para prever valores futuros.

No entanto, especificamente para os preços de petróleo, essa hipótese poderia ser questionada, já que se admite que eles sigam uma lei totalmente aleatória. Ou seja, preços passados não poderiam servir de referência para prever o futuro.

Na falta de uma função de distribuição aceita pela comunidade científica, essa hipótese poderia ser justificada com a alegação de que valores fora de previsão, inclusive os que estão correntemente ocorrendo no mercado para preços de commodities em geral, o de petróleo em especial, deverão ser tratados como eventos singulares. Ou seja, eles não têm nenhuma

compatibilidade ou forma de comparação com outros eventos e, por isso, devem ser tratados como tal, restando a nós tentar modelar o que é probabilisticamente previsível.

3. Ativos perfeitamente fungíveis – os ativos que compõem um portfólio devem ser perfeitamente fungíveis, ou seja, eles são substituíveis por outros da mesma espécie, sujeitos à quantidade, período de maturação e nível de confiança nos retornos esperados.

Esta hipótese não é totalmente assimilável para investimentos em usinas de geração de energia, já que sua localização, disponibilidade da fonte primária de geração, capacidade de escoamento da produção (despacho da energia elétrica), por exemplo, definem a tecnologia que será empregada. Por outro lado, se considerarmos que esses investimentos serão mantidos até o período final de sua maturação, essa aproximação pode ser aceita, como condição especial da aplicação no negócio de geração de energia elétrica.

4. Impostos, taxas e subsídios – a análise exclui qualquer transferência espúria de recursos.

Políticas de governo influenciam decisivamente as soluções adotadas pelo mercado e um dos objetivos dessa tese é o de estabelecer parâmetros para podermos comparar as possíveis fontes de geração de energia sob uma visão de longo prazo, sem nenhum viés previamente estabelecido.

5. Retornos Esperados – a análise comparativa é baseada na estimativa dos custos unitários de geração. Já retornos financeiros de aplicações são percentuais, calculados pela divisão dos dividendos ou benefícios pelo valor do ativo que os gerou, ou seja, adimensional, diferentemente do proposto no modelo, que são medidos em energia por valor monetário.

Uma maneira de corrigir essa visão seria multiplicar o retorno assim definido pelo valor de um preço da eletricidade de referência, o que resultaria em uma medida análoga ao do mercado financeiro.

A questão que surge é qual valor utilizar? O mercado de curto prazo, representado no Brasil pelo PLD – Preço de Liquidação de Diferenças –

divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que substituiu o antigo MAE – Mercado Atacadista de Energia, poderia ser o candidato natural. No entanto esse preço flutua ao sabor do comportamento dos participantes desse mercado, em conjunto com fatores aleatórios, que incluem dados como disponibilidade de usinas, volume dos reservatórios, restrições de segurança do sistema e previsão de afluência de chuvas. Esta informação introduziria um fator de risco adicional ao portfólio, daí a decisão de mantermos essa adaptação ao modelo financeiro.

6. Banco de dados de custos de combustível – os históricos dos custos de combustível para operação de usinas térmicas no Brasil não estão facilmente disponíveis. Com exceção das usinas térmicas a gás com contratos assinados durante o PPT, os valores negociados não são divulgados publicamente. Como o mercado norte americano apresenta as estatísticas dos geradores civis de energia elétrica de forma clara e aberta, com informações sobre quantidades e qualidade do combustível consumido, incluindo as nucleares, optou-se por utilizar o banco de dados disponibilizado pela EIA - Energy Information Administration em seu site na internet [www.eia.doe.gov/](http://www.eia.doe.gov/).

O universo escolhido foi de 1997 até 2007, com o objetivo de se fechar um período de 10 anos para efeito de cálculos das taxas de variação. Os valores foram baseados em médias anuais.

7. Aproximações Financeiras – na falta de informação dos riscos de custos de O&M e dos custos durante o período de construção das usinas, eles foram estimados baseados em aproximações do mercado financeiro.

Uma análise de sensibilidade de alteração de valores foi desenvolvida para provar que as conclusões do trabalho não foram afetadas.

8. Variações na disponibilidade de combustíveis sem custo – os fatores de disponibilidade utilizados para as fontes hidráulica e eólica foram baseados em valores médios e flutuações nesse tipo de fonte, que poderiam obrigar o despacho de fontes fósseis mais caras, como foi o caso no início da estação chuvosa de 2007-08, gerando custos adicionais.

Na análise desenvolvida foi assumido que não há necessidade de uma capacidade adicional de geração para suprir eventuais falhas, supondo que a geração térmica a gás disponível seja suficiente para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia a níveis satisfatórios.

Para a situação peculiar brasileira, essa hipótese pode ser qualitativamente justificada baseada na complementaridade já observada da disponibilidade da fonte eólica em relação à hidráulica. Ou, então, na reserva de capacidade que as usinas de açúcar e álcool poderiam disponibilizar na medida em que a queima adicional de palha permitiria armazenar bagaço de cana para cobrir atrasos na estação das chuvas. De qualquer maneira, uma quantificação da disponibilidade das fontes renováveis agregaria valor ao modelo, mas também não modificaria as conclusões do trabalho.

## VI.2 DADOS DE ENTRADA PARA O CASO BRASILEIRO

### Metodologia

Em uma primeira fase, foram pesquisados os estados da arte das principais fontes alternativas para geração de energia em voga na atualidade, assim como, os meios de conversão disponíveis. As fontes mais promissoras, eólica e biomassa a partir dos resíduos das usinas de açúcar e álcool, foram então analisadas em maior profundidade.

Posteriormente, indicadores específicos para cada aplicação estudada são definidos, assim como proposto um método para avaliá-los, incluindo os seguintes itens:

**Disponibilidade da fonte primária de energia aplicável** – indicando se as reservas são suficientes para manter um fluxo de fornecimento sustentável de energia a longos prazos.

**Custo Combustível** – custo atual e projeção futura.

**Investimento Inicial** – custo por capacidade.

**Fator de Capacidade** – percentual de utilização da usina, em função da disponibilidade da fonte primária de energia e previsões de paradas para manutenção programada ou emergencial da usina.

**Custo de O&M** – custo de operação e manutenção dos equipamentos.

**Custo Transmissão e Distribuição** – custo para disponibilizar energia útil até o consumidor final.

**Risco ao meio ambiente em caso de acidente** – medidas preventivas ou investimentos adicionais necessários para atender regulamentação específica no que diz respeito à segurança operacional da usina, incluindo o tratamento de rejeitos industriais contaminantes.

**Emissão de poluentes** – grau de geração de gases causadores do efeito estufa.

**Capacidade de Armazenamento** – facilidade de ajustar as curvas de oferta e demanda de energia, incluindo custos adicionais para criar sistemas de armazenamento de energia, se for o caso.

**Custo para descomissionamento da usina ou de reciclagem de materiais** – balanço integral da vida útil de todo o processo envolvido na geração de energia, contabilizando energia gasta para fabricação de componentes básicos e para disposição final dos mesmos na natureza, ao final da vida útil.

Após essas definições, o modelo de análise de Variância de Portfólios é aplicado para a redução dos dados, tendo em vista que essas análises devem ser feitas sob uma perspectiva dinâmica, já que premissas não se realizam ou, então, novos fatores podem surgir.

Através de técnicas de visualização são comparadas diversas possibilidades de soluções para a matriz elétrica de geração no país, melhorando a percepção da complexidade do problema. Por último, ele permite a possibilidade de atualizações, se houver uma mudança das condições ou se a compreensão das questões envolvidas for melhorada.

### **Dados de entrada do modelo**

O modelo requer os seguintes dados de entrada:

- i) Custo da tecnologia e dados de desempenho para cada uma das alternativas de geração para o período atual e previsões futuras, incluindo:
  - Desembolso inicial de capital;
  - Custos anuais de operação e manutenção – O&M;
  - Eficiência na conversão, expressa pela energia elétrica útil produzida por unidade de energia de combustível consumida;
  - Fator de capacidade anual ou produção anual em MWh por ano.
- ii) Série histórica anual de preços médios de combustíveis

iii) Coeficientes de correlação, avaliados pelas covariâncias, entre os componentes de custo das tecnologias de geração consideradas. Estes coeficientes são estimados a partir de dados históricos de preços de combustíveis e outros custos, quando disponíveis. Para as parcelas de custos operacionais relativos ao investimento inicial e O&M não foi possível encontrar um banco de dados confiável e representativo. Em tais casos, os coeficientes utilizados são avaliados por comparação com variações de papéis do mercado de capitais, conforme sugerido por Awerbuch e Berger.

iv) A participação atual das fontes primárias de geração de eletricidade.

v) A participação futura das fontes primárias na expansão do parque gerador, conforme previsto pela EPE. Essa matriz está referida como o cenário EPE.

### VI.2.1 Custos de Geração Elétrica por tipo de tecnologia

Os dados de entrada considerados no trabalho estão indicados nas tabelas VI-1, VI-2, VI-3, VI-4, VI-5 e VI-6. Eles foram estabelecidos em grande parte a partir das análises realizadas ao longo do trabalho e da experiência do autor em projetos desenvolvidos no âmbito da Área de Gás e Energia na Petrobras, com exceção da emissão equivalente de gases de efeito estufa por tipo de tecnologia, obtido em estudo publicado pelo Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC, 2007].

Tabela VI-1 - Tecnologias para geração de energia em foco

| Existentes (matriz atual)                   | Novas (matriz futura)     | Custo Combustível      |      |
|---|---------------------------|------------------------|------|
| Hídrica                                     | Hídrica                   |                        | 0    |
| Gás   | Gás                       | US\$/MBTU              | 8    |
| Nuclear                                     | Nuclear                   | US\$cent/kWh           | 0,65 |
|   |                           | US\$cent/kWh*          | 0,10 |
|   |                           | US\$cent/kWh**         | 0,10 |
| Óleo combustível pesado                     | Óleo combustível pesado   | US\$/bbl               | 50   |
| Óleo Diesel pesado (OCB1)                   | Óleo Diesel pesado (OCB1) | US\$/bbl               | 75   |
| Bagaço de cana                              | Bagaço de cana            | US\$/MBTU              | 1*** |
| Carvão                                      | Carvão****                | US\$/t                 | 60   |
|   | Eólica                    |                        | 0    |
| Preço imputado à emissão de CO <sub>2</sub> |                           | US\$/t CO <sub>2</sub> | 20   |

\* custos adicionais para descomissionamento da usina

\*\* custos adicionais para reprocessamento do combustível queimado

\*\*\* corresponde a um custo de R\$12,25/t (US\$ 1 = R\$ 1,90)

\*\*\*\* PCI = 4.470 kcal/kg

Tabela VI-2 - Alocação de custos variáveis e fixos para O&amp;M

|                  | <b>Nuclear</b> | <b>Cogen Gás</b> | <b>Carvão</b> | <b>Gás</b>    |
|------------------|----------------|------------------|---------------|---------------|
| Parcela Variável | 6%             | 70%              | 45%           | 55%           |
| Parcela Fixa     | 94%            | 30%              | 55%           | 45%           |
|                  | <b>Hidro</b>   | <b>Eólica</b>    | <b>Cana</b>   | <b>Diesel</b> |
| Parcela Variável | 10%            | 10%              | 40%           | 70%           |
| Parcela Fixa     | 90%            | 90%              | 60%           | 30%           |

Tabela VI-3 - Emissão de gases de efeito estufa por energia gerada

| <b>Tecnologia</b>         | <b>t CO<sub>2</sub> equivalente/GWh</b> |
|---------------------------|---|
| <b>Gás</b>                | 398                                     |
| <b>Carvão</b>             | 837                                     |
| <b>Óleo Combustível</b>   | 657                                     |
| <b>Nuclear</b>            | 40                                      |
| <b>Hidro*</b>             | 90                                      |
| <b>Biomassa</b>           | 49                                      |
| <b>Diesel</b>             | 774                                     |
| <b>Solar Fotovoltaica</b> | 104                                     |
| <b>Eólica</b>             | 22                                      |

\* Faixa superior, não inclui emissões devido à decomposição de matéria orgânica nos reservatórios

Tabela VI-4 - Dados de custos e desempenho - 2008

| <b>Tecnologia</b>          | <b>Fator de Capacidade (%)</b> |    | <b>Faixa Investimento (US\$/kW)</b> |      | <b>Taxa Desconto</b> | <b>Vida Útil (anos)</b> |
|----------------------------|--------------------------------|----|-------------------------------------|------|----------------------|-------------------------|
| <b>Cogeração a Gás</b>     | 40                             | 80 | 1200                                | 2000 | 12%                  | 25                      |
| <b>Turbina a Gás – TG</b>  | 20                             |    | 800                                 | 900  | 12%                  | 25                      |
| <b>Ciclo Combinado TG</b>  | 40                             | 60 | 1100                                | 1300 | 12%                  | 25                      |
| <b>Diesel Pesado (LFO)</b> | 10                             | 30 | 1000                                | 1200 | 12%                  | 25                      |
| <b>Carvão</b>              | 70                             | 85 | 1200                                | 1800 | 12%                  | 25                      |
| <b>Nuclear</b>             | 80                             | 85 | 2000                                | 3500 | 12%                  | 40                      |
| <b>Biomassa</b>            | 40                             | 60 | 1400                                | 1600 | 12%                  | 25                      |
| <b>Hidro</b>               | 50                             | 70 | 1000                                | 2500 | 12%                  | 50                      |
| <b>Solar – PV</b>          | 17                             | 21 | 3500                                | 7000 | 12%                  | 25                      |
| <b>Solar – termo</b>       | 14                             | 20 | 2000                                | 4000 | 12%                  | 25                      |
| <b>Eólica</b>              | 30                             | 40 | 2000                                | 3000 | 12%                  | 20                      |
| <b>Gás Aterro</b>          | 75                             |    | 630                                 | 1170 | 12%                  | 25                      |

Tabela VI-5 - Dados de custos e desempenho aplicados no modelo por tipo de tecnologia

| UNIDADE                   |             | Cogen gás | Nuclear Distrib | Gas Velha | Gas Nova | Hidro Velha | Hidro Nova | Eólica |
|---------------------------|-------------|-----------|-----------------|-----------|----------|-------------|------------|--------|
| Fator Capacidade Médio %  |             | 60%       | 80%             | 50%       | 50%      | 56%         | 60%        | 36%    |
| Horas operação            | h/ano       | 5256      | 7008            | 4380      | 4380     | 4905        | 5256       | 3154   |
| Custo médio instal.       | US\$/kW     | 1600      | 4000            | 1200      | 1200     | 1000        | 1750       | 2500   |
| Vida útil                 | anos        | 25        | 40              | 25        | 25       | 25          | 50         | 20     |
| Fator Recuperação Capital |             | 0,1275    | 0,1213          | 0,1275    | 0,1275   | 0,1275      | 0,1204     | 0,1339 |
| Efic. Térmica Média %     |             | 60%       | 33%             | 50%       | 50%      | 100%        | 100%       | 100%   |
| O&M Fixa                  | US\$/kW     | 25        | 70              | 25        | 25       | 30          | 20         | 50     |
| O&M fixo                  | \$/cent/kWh | 0,476     | 0,999           | 0,571     | 0,571    | 0,612       | 0,381      | 1,585  |
| O&M variável              | \$/cent/kWh | 1,110     | 0,064           | 0,698     | 0,698    | 0,068       | 0,042      | 0,176  |
| O&M total                 | \$/cent/kWh | 1,585     | 1,063           | 1,268     | 1,268    | 0,679       | 0,423      | 1,762  |
| Combustível               | \$/cent/kWh | 5,006     | 0,850           | 5,461     | 5,461    | 0,000       | 0,000      | 0,000  |
| Capital                   | \$/cent/kWh | 3,881     | 6,924           | 3,493     | 3,493    | 2,599       | 4,009      | 10,613 |
| Transmissão               | \$/cent/kWh | 0,142     | 0,319           | 0,680     | 0,680    | 0,607       | 1,700      | 0,944  |
| Carbono                   | \$/cent/kWh | 0,796     | 0,080           | 0,796     | 0,796    | 0,045       | 0,180      | 0,044  |
| Custo tot. ger.           | \$/cent/kWh | 11,410    | 9,235           | 11,698    | 11,698   | 3,931       | 6,312      | 13,363 |
| Retorno                   | kWh/cent    | 0,09      | 0,11            | 0,09      | 0,09     | 0,254       | 0,158      | 0,07   |

| UNIDADE                   |             | Cana Velha | Cana Nova | Carvão Velha | Carvão Nova | Nuclear Velha | Nuclear Nova | Diesel Pesado |
|---------------------------|-------------|------------|-----------|--------------|-------------|---------------|--------------|---------------|
| Fator Capacidade Médio %  |             | 45%        | 57%       | 70%          | 85%         | 80%           | 85%          | 30%           |
| Horas operação            | h/ano       | 3942       | 4993      | 6132         | 7446        | 7008          | 7446         | 2628          |
| Custo médio instal.       | US\$/kW     | 1200       | 1400      | 1200         | 1600        | 2000          | 3500         | 800           |
| Vida útil                 | anos        | 25         | 25        | 25           | 25          | 25            | 40           | 25            |
| Fator Recuperação Capital |             | 0,1275     | 0,1275    | 0,1275       | 0,1275      | 0,1275        | 0,1213       | 0,1275        |
| Efic. Térmica média %     |             | 18%        | 21%       | 33%          | 37%         | 33%           | 33%          | 45%           |
| O&M Fixa                  | US\$/kW     | 25         | 25        | 40           | 35          | 70            | 70           | 15            |
| O&M fixo                  | \$/cent/kWh | 0,634      | 0,501     | 0,702        | 0,571       | 0,999         | 0,940        | 0,571         |
| O&M variável              | \$/cent/kWh | 0,423      | 0,334     | 0,575        | 0,467       | 0,064         | 0,060        | 1,332         |
| O&M total                 | \$/cent/kWh | 1,057      | 0,834     | 1,277        | 1,038       | 1,063         | 1,000        | 1,903         |
| Combustível               | \$/cent/kWh | 1,890      | 1,620     | 3,497        | 3,119       | 0,850         | 0,850        | 10,515        |
| Capital                   | \$/cent/kWh | 4,528      | 4,086     | 2,687        | 3,743       | 3,821         | 5,702        | 2,911         |
| Transmissão               | \$/cent/kWh | 0,756      | 0,596     | 0,523        | 0,486       | 0,425         | 0,400        | 1,133         |
| Carbono                   | \$/cent/kWh | 0,098      | 0,098     | 1,674        | 1,674       | 0,080         | 0,080        | 1,548         |
| Custo tot. ger.           | \$/cent/kWh | 8,329      | 7,235     | 9,658        | 10,059      | 6,238         | 8,032        | 18,010        |
| Retorno                   | kWh/cent    | 0,120      | 0,138     | 0,10         | 0,10        | 0,160         | 0,125        | 0,056         |

Tabela VI-6 - Participações dos custos de geração de energia elétrica por tecnologia

|              | Cogen gás     | Nuclear Distrib | Gas Velha     | Gas Nova      | Carvão Velha  | Carvão Nova   | Eólica        |
|--------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Capital      | 34,02%        | <b>74,97%</b>   | 29,86%        | 29,86%        | 27,82%        | <b>37,21%</b> | <b>79,42%</b> |
| Combustível  | <b>43,87%</b> | 9,20%           | <b>46,68%</b> | <b>46,68%</b> | <b>36,20%</b> | 31,00%        | 0,00%         |
| O&M variável | 9,73%         | 0,69%           | 5,96%         | 5,96%         | 5,95%         | 4,64%         | 1,32%         |
| O&M fixo     | 4,17%         | 10,82%          | 4,88%         | 4,88%         | 7,27%         | 5,67%         | 11,86%        |
| Transmissão  | 1,24%         | 3,45%           | 5,81%         | 5,81%         | 5,42%         | 4,83%         | 7,07%         |
| Carbono      | 6,98%         | 0,87%           | 6,80%         | 6,80%         | <b>17,33%</b> | <b>16,64%</b> | 0,33%         |
| SOMA         | 100,00%       | 100,00%         | 100,00%       | 100,00%       | 100,00%       | 100,00%       | 100,00%       |

|              | Cana Velha | Cana Nova | Hidro Velha | Hidro Nova | Nuclear Velha | Nuclear Nova | Diesel pesado |
|--------------|------------|-----------|-------------|------------|---------------|--------------|---------------|
| Capital      | 54,37%     | 54,37%    | 66,12%      | 63,52%     | 61,25%        | 70,99%       | 16,16%        |
| Combustível  | 22,70%     | 22,70%    | 0,00%       | 0,00%      | 13,63%        | 10,58%       | 58,39%        |
| O&M variável | 5,08%      | 5,08%     | 1,73%       | 0,67%      | 1,02%         | 0,75%        | 7,39%         |
| O&M fixo     | 7,61%      | 7,61%     | 15,56%      | 6,03%      | 16,01%        | 11,70%       | 3,17%         |
| Transmissão  | 9,07%      | 9,07%     | 15,45%      | 26,93%     | 6,81%         | 4,98%        | 6,29%         |
| Carbono      | 1,18%      | 1,18%     | 1,14%       | 2,85%      | 1,28%         | 1,00%        | 8,60%         |
| <b>SOMA</b>  | 100,00%    | 100,00%   | 100,00%     | 100,00%    | 100,00%       | 100,00%      | 100,00%       |

## VI.2.2 Estimativas dos Riscos

A Teoria de Portfólios é fortemente influenciada pelo estabelecimento dos riscos e correlações associados a cada um dos ativos.

### Combustíveis

Na extensão do conceito para custos de geração de energia elétrica, as parcelas relativas a combustíveis foram baseadas em dados anuais, medidos pelo desvio-padrão da variação anual dos custos de combustíveis e fatores de correlação relativos a cada uma das tecnologias.

Os custos históricos excluem taxas e impostos e foram obtidas no mercado americano, atualizados para dólar de 2007 pelo índice de inflação ao consumidor final – CPI [EIA, 2008].

Os preços de gás são relativos ao de gás natural liquefeito importado, assumido como boa referência para o mercado brasileiro, devido à decisão de complementar a demanda termelétrica pelo gás com este tipo de fornecimento, enquanto as reservas nacionais não forem suficientes para tal.

Os preços de óleo são relativos ao WTI – West Texas Intermediate spot FOB. Os de carvão são para geração de eletricidade e o nuclear, relativos aos preços médios ponderados de compra de urânio pelos proprietários e operadores de reatores civis para geração elétrica, todos no mercado americano e corrigidos para US\$ de 2007 pelo índice CPI – Customer Price Index – de inflação norte-americana.

O custo da tonelada de CO<sub>2</sub> é relativo à média dos contratos fechados entre os países signatários do Protocolo de Kyoto e países emergentes, como Brasil, Índia e China, relativo ao MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo [Pointcarbon, 2008].

Finalmente, as taxas de variação para o petróleo, assim como os coeficientes de correlação calculados entre petróleo e outras fontes, foram estendidas para os resíduos da cana-de-açúcar, sob o argumento de que a coleta dessa fonte de energia é realizada por máquinas que consomem óleo diesel.

Os custos históricos de combustível para o período 1997 – 2007 e valores médios de contratos de MDL para o período disponível de 2005 a 2007, assim como os índices CPI estão indicados na tabela VI-7.

Tabela VI-7 - Custos históricos de combustível 1997-2007 e MDL 2005-2007 em US\$

| Ano  | Gás     | Carvão | Petróleo | Nuclear                                       | Carbono                        | CPI    |
|------|---------|--------|----------|---|--------------------------------|--------|
|      | \$/Mbtu | \$/t   | \$/bbl   | \$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub><br>equiv. | \$/t CO <sub>2</sub><br>equiv. |        |
| 1997 | 2,48    | 27,16  | 20,61    | 12,88   |                                | 160,50 |
| 1998 | 2,38    | 27,41  | 14,42    | 12,14   |                                | 163,00 |
| 1999 | 2,23    | 26,37  | 19,34    | 11,63   |                                | 166,60 |
| 2000 | 3,16    | 26,62  | 30,38    | 11,04   |                                | 172,20 |
| 2001 | 3,93    | 27,95  | 25,98    | 10,15   |                                | 177,10 |
| 2002 | 3,08    | 29,29  | 26,18    | 10,36   |                                | 179,88 |
| 2003 | 4,33    | 29,46  | 31,08    | 10,81   |                                | 183,96 |
| 2004 | 5,26    | 33,69  | 41,51    | 12,61   |                                | 188,90 |
| 2005 | 7,46    | 40,56  | 56,64    | 14,36   | 6,32                           | 195,30 |
| 2006 | 6,50    | 43,34  | 66,05    | 18,61   | 8,75                           | 201,60 |
| 2007 | 6,39    | 45,01  | 72,34    | 32,78   | 16,99                          | 207,34 |

Os mesmos valores corrigidos pela inflação para US\$ de 2007 estão indicados na tabela VI-8.

Tabela VI-8 - Custos históricos de combustível 1997-2007 e MDL 2005-2007 em US\$ de 2007

| Ano  | Gás     | Carvão | Petróleo | Nuclear                                       | Carbono                        |
|------|---------|--------|----------|---|--------------------------------|
|      | \$/Mbtu | \$/t   | \$/bbl   | \$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub><br>equiv. | \$/t CO <sub>2</sub><br>equiv. |
| 1997 | 3,20    | 35,09  | 26,62    | 16,64   |                                |
| 1998 | 3,02    | 34,87  | 18,34    | 15,44   |                                |
| 1999 | 2,78    | 32,81  | 24,07    | 14,47   |                                |
| 2000 | 3,81    | 32,05  | 36,58    | 13,29   |                                |
| 2001 | 4,60    | 32,73  | 30,42    | 11,88   |                                |
| 2002 | 3,55    | 33,76  | 30,18    | 11,94   |                                |
| 2003 | 4,88    | 33,21  | 35,03    | 12,18   |                                |
| 2004 | 5,77    | 36,97  | 45,56    | 13,84   |                                |
| 2005 | 7,92    | 43,07  | 60,13    | 15,25   | 6,71                           |
| 2006 | 6,68    | 44,58  | 67,93    | 19,14   | 9,00                           |
| 2007 | 6,39    | 45,01  | 72,34    | 32,78   | 16,99                          |

As taxas de variações anuais por um período de 10 anos, de 1998 a 2007, estão mostradas na tabela VI-9, assim como as médias e desvios dessas variações.

Tabela VI-9 - Taxas de variações anuais 1998-2007

| Ano      | Gás    | Carvão | Petróleo | Nuclear | Carbono |
|----------|--------|--------|----------|---------|---------|
| 1998     | -0,055 | -0,006 | -0,311   | -0,072  |         |
| 1999     | -0,081 | -0,059 | 0,312    | -0,063  |         |
| 2000     | 0,371  | -0,023 | 0,520    | -0,082  |         |
| 2001     | 0,208  | 0,021  | -0,168   | -0,106  |         |
| 2002     | -0,228 | 0,032  | -0,008   | 0,005   |         |
| 2003     | 0,374  | -0,016 | 0,161    | 0,020   |         |
| 2004     | 0,183  | 0,113  | 0,301    | 0,136   |         |
| 2005     | 0,373  | 0,165  | 0,320    | 0,101   |         |
| 2006     | -0,157 | 0,035  | 0,130    | 0,255   | 0,341   |
| 2007     | -0,044 | 0,010  | 0,065    | 0,713   | 0,888   |
| $\mu$    | 0,094  | 0,027  | 0,132    | 0,091   | 0,615   |
| $\sigma$ | 0,234  | 0,066  | 0,249    | 0,246   | 0,387   |

Por último, a partir desses dados, os coeficientes de correlação entre as fontes primárias de energia foram calculados e estão indicados na tabela VI-10. A escolha das referências e períodos em que os dados foram colhidos interfere, logicamente, nos índices encontrados e, por si só, poderiam ser tema de uma discussão matemática muito mais aprofundada.

Tabela VI-10 - Coeficientes de correlação entre as fontes primárias de energia

|               | Gás   | Carvão | Petróleo | Nuclear | Hidro | Res.Cana | Eólica |
|---------------|-------|--------|----------|---------|-------|----------|--------|
| Gás           | 1,00  | 0,27   | 0,45     | -0,25   | 0,00  | 0,45     | 0,00   |
| Carvão        | 0,27  | 1,00   | 0,14     | 0,18    | 0,00  | 0,14     | 0,00   |
| Petróleo      | 0,45  | 0,14   | 1,00     | 0,03    | 0,00  | 1,00     | 0,00   |
| Nuclear       | -0,25 | 0,18   | 0,03     | 1,00    | 0,00  | 0,03     | 0,00   |
| Hidro         | 0,00  | 0,00   | 0,00     | 0,00    | 1,00  | 0,00     | 0,00   |
| Resíduos Cana | 0,45  | 0,14   | 1,00     | 0,03    | 0,00  | 1,00     | 0,00   |
| Eólica        | 0,00  | 0,00   | 0,00     | 0,00    | 0,00  | 0,00     | 1,00   |

### Operação e Manutenção

No caso dos custos de O&M, as variâncias e co-variâncias poderiam ser estimadas de forma análoga ao dos combustíveis, se dispuséssemos de dados históricos para todas as fontes de energia sob análise. Como estes dados não são disponíveis, uma aproximação utilizando-se de dados financeiros, conforme sugerido por Awerbuch e Berger no artigo "Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making", é aplicado no lugar.

Dito de outra forma, assume-se que as variações dos custos de O&M apresentam um comportamento de risco parecido com o de papéis específicos do mercado financeiro.

Como os custos fixos de O&M são, por natureza, relacionados a contratos pré-estabelecidos, os quais são honrados enquanto o contratante tem renda suficiente para tal, similar ao risco de pagamentos de juros e dívida de uma empresa ao emitir um papel. Desta forma, pode-se estimar esse risco a partir dos dados históricos de títulos, por exemplo, debêntures de grandes corporações e, como uma aproximação para o risco inerente aos custos fixos de O&M foi utilizada o desvio-padrão desses papéis, obtido do artigo de Awerbuch e Berger, citado anteriormente.

De forma similar os custos de O&M variáveis são, por definição, afetados pela quantidade de energia gerada, a qual, por sua vez, está relacionada com a atividade econômica do País, além de depender de custos de mão-de-obra e materiais, os quais também costumam apresentar forte correlação com esta última.

A aproximação com o mercado financeiro sugerida neste caso seria assumir que o desvio desses custos seja equivalente ao desvio médio de uma carteira diversificada de ações, tais como o S&P 500 americano. A variabilidade desses papéis é substancialmente superior ao desvio histórico de títulos de grandes empresas.

O desvio-padrão típico de uma cesta de ações bastante diversificadas é da ordem de 20%, enquanto o desvio para títulos de governos e de grandes empresas varia de 3 a 9%, dependendo da fonte e do período sob análise.

A outra fonte consultada para prover meios de se avaliar os desvios de custos de geração de energia foi a EIA - Energy Information Administration. Entre os dados disponíveis no site existe uma comparação entre diversas fontes de energia para as parcelas do custo de geração elétrica no mercado americano. A tabela VI-11 reproduz essas informações e na tabela VI-12 estão calculadas as variações percentuais anuais com médias e desvios padrões para os dez últimos anos disponíveis.

Uma análise desses resultados revela que os riscos dos custos de O&M da geração eletro-nuclear, a maior parte custos fixos, estão na faixa de 8 a 10%. Já o da geração modular, representada por turbinas a gás e motores de combustão interna, as quais apresentam custos de O&M com parcelas variáveis mais significativas, mostraram desvios da ordem de 17 a 21%.

Desta forma, as análises utilizaram os valores de 9% para o desvio do custo fixo de O&M e 20%, para a parcela variável, associada a um estudo de sensibilidade para verificarmos a consistência dos resultados, conforme descrito no Capítulo VII-2.

Tabela VI-11 – Custos médios de operação de usinas elétricas particulares americanas – US\$/MWh

| Parcela/<br>Tipo   | 2006  | 2005  | 2004  | 2003  | 2002  | 2001  | 2000  | 1999  | 1998  | 1997  | 1996  |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Operação</b>    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Nuclear            | 8,93  | 8,39  | 8,3   | 8,86  | 8,54  | 8,3   | 8,41  | 8,93  | 9,98  | 11,02 | 9,47  |
| Vapor fóssil       | 3,23  | 2,97  | 2,68  | 2,5   | 2,54  | 2,4   | 2,31  | 2,21  | 2,17  | 2,22  | 2,25  |
| Hidroelétrica      | 5,11  | 5,26  | 5,05  | 4,5   | 5,07  | 5,79  | 4,74  | 4,17  | 3,85  | 3,29  | 3,87  |
| Modulares*         | 3,00  | 2,97  | 2,73  | 2,76  | 2,72  | 3,15  | 4,57  | 5,16  | 3,85  | 4,43  | 5,08  |
| <b>Manutenção</b>  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Nuclear            | 5,68  | 5,23  | 5,38  | 5,23  | 5,04  | 5,01  | 4,93  | 5,13  | 5,79  | 6,9   | 5,68  |
| Vapor fóssil       | 3,19  | 2,96  | 2,96  | 2,73  | 2,68  | 2,61  | 2,45  | 2,38  | 2,41  | 2,43  | 2,49  |
| Hidroelétrica      | 3,44  | 3,6   | 3,64  | 3,01  | 3,58  | 3,97  | 2,99  | 2,6   | 2     | 2,49  | 2,08  |
| Modulares*         | 2,29  | 2,15  | 2,16  | 2,26  | 2,38  | 3,33  | 3,5   | 4,8   | 3,43  | 3,43  | 4,98  |
| <b>Combustível</b> |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Nuclear            | 4,85  | 4,54  | 4,58  | 4,6   | 4,6   | 4,67  | 4,95  | 5,17  | 5,39  | 5,42  | 5,5   |
| Vapor fóssil       | 23,17 | 21,77 | 18,21 | 17,35 | 16,11 | 18,13 | 17,69 | 15,62 | 15,94 | 16,8  | 16,51 |
| Hidroelétrica      | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    |
| Modulares*         | 52,46 | 53,73 | 45,2  | 43,91 | 31,82 | 43,56 | 39,19 | 28,72 | 23,02 | 24,94 | 30,58 |

Tabela VI-12 – Variações anuais com médias e desvios dos últimos dez anos

| Parcela/<br>Tipo   | 2006  | 2005  | 2004  | 2003  | 2002  | 2001  | 2000  | 1999  | 1998  | 1997  | $\mu$ | $\sigma$ |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| <b>Operação</b>    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |          |
| Nuclear            | 0,06  | 0,01  | -0,06 | 0,04  | 0,03  | -0,01 | -0,06 | -0,11 | -0,09 | 0,16  | 0,00  | 0,08     |
| Vapor fóssil       | 0,09  | 0,11  | 0,07  | -0,02 | 0,06  | 0,04  | 0,05  | 0,02  | -0,02 | -0,01 | 0,04  | 0,05     |
| Hidroelétrica      | -0,03 | 0,04  | 0,12  | -0,11 | -0,12 | 0,22  | 0,14  | 0,08  | 0,17  | -0,15 | 0,04  | 0,13     |
| Modulares*         | 0,01  | 0,09  | -0,01 | 0,01  | -0,14 | -0,31 | -0,11 | 0,34  | -0,13 | -0,13 | -0,04 | 0,17     |
| <b>Manutenção</b>  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |          |
| Nuclear            | 0,09  | -0,03 | 0,03  | 0,04  | 0,01  | 0,02  | -0,04 | -0,11 | -0,16 | 0,21  | 0,00  | 0,10     |
| Vapor fóssil       | 0,08  | 0,00  | 0,08  | 0,02  | 0,03  | 0,07  | 0,03  | -0,01 | -0,01 | -0,02 | 0,03  | 0,05     |
| Hidroelétrica      | -0,04 | -0,01 | 0,21  | -0,16 | -0,10 | 0,33  | 0,15  | 0,30  | -0,20 | 0,20  | 0,07  | 0,19     |
| Modulares*         | 0,07  | 0,00  | -0,04 | -0,05 | -0,29 | -0,05 | -0,27 | 0,40  | 0,00  | -0,31 | -0,06 | 0,21     |
| <b>Combustível</b> |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |          |
| Nuclear            | 0,07  | -0,01 | 0,00  | 0,00  | -0,01 | -0,06 | -0,04 | -0,04 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,03     |
| Vapor fóssil       | 0,06  | 0,20  | 0,05  | 0,08  | -0,11 | 0,02  | 0,13  | -0,02 | -0,05 | 0,02  | 0,04  | 0,09     |
| Hidroelétrica      | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --    | --       |
| Modulares*         | -0,02 | 0,19  | 0,03  | 0,38  | -0,27 | 0,11  | 0,36  | 0,25  | -0,08 | -0,18 | 0,08  | 0,22     |

\* Turbina a gás, motor de combustão interna

As covariações entre os custos de O&M de geração elétrica entre essas tecnologias também podem ser estimadas a partir desses dados. Os valores estão calculados na tabela VI-3 e indicam um baixo nível de correlação entre eles, algumas vezes negativo, mais uma vez relacionado à fonte nuclear.

Uma análise de sensibilidade para essas correlações também foi feita, reduzindo-se os valores assumidos, conforme veremos adiante.

Tabela VI-13 - Coeficientes de correlação para custos de O&amp;M de geração elétrica por tipo de usina no mercado americano

|          | Gás   | Carvão | Petróleo | Nuclear | Hidro |
|----------|-------|--------|----------|---------|-------|
| Gás      | 1,00  | 0,02   | 0,02     | -0,28   | 0,01  |
| Carvão   | 0,02  | 1,00   | 1,00     | 0,07    | 0,11  |
| Petróleo | 0,02  | 1,00   | 1,00     | 0,07    | 0,15  |
| Nuclear  | -0,28 | 0,07   | 0,07     | 1,00    | -0,18 |
| Hidro    | 0,01  | 0,11   | 0,15     | -0,18   | 1,00  |

### Durante a Construção

Basicamente quanto mais longos forem os períodos de planejamento e construção de uma usina elétrica, maiores serão as probabilidades de que mudanças econômicas ou até mesmo tecnológicas afetem os custos inicialmente previstos para implantação do empreendimento.

Mais uma vez será utilizado um método de aproximação para o estabelecimento desse risco, comparando-o com alguns dados disponíveis de mercado.

O histórico da construção de grandes usinas hidroelétricas e nucleares no Brasil revela a exposição deste tipo de empreendimento a diversas situações, como crises financeiras mundiais, com forte elevação de taxas de juros, caso das usinas nucleares brasileiras e da hidrelétrica de Itaipu. Mais recente, o surgimento de pendências judiciais impediram o alagamento do reservatório após a construção da barragem, como ocorreu com a usina hidrelétrica de Estreito.

Qualquer que seja o motivo, é razoável supor que os riscos durante a construção de usinas hidrelétricas e nucleares sejam superiores ao das térmicas fósseis a carvão ou a óleo. Estas, por sua vez, apresentam riscos superiores ao de usinas de mais rápida implantação, como as térmicas a gás e usinas de biomassa. Por último, as modulares deveriam apresentar o menor nível de exposição ao risco, exatamente o caso das eólicas e usinas com moto-geradores ciclo diesel.

Desta forma um desvio-padrão de 20% foi assumido como risco dos custos de implantação das usinas hidrelétricas e nucleares, baseado novamente no histórico de flutuações dos retornos de uma carteira de ações diversificada. Um degrau decrescente de 5% foi aplicado para cada uma das demais tecnologias, de tal forma que térmicas a carvão teriam risco de implantação de

15%, usinas a gás e de biomassa de resíduos da cana, 10%, e, finalmente, as usinas eólicas e outras modulares, um risco de 5%.

Também mais uma vez uma análise de sensibilidade foi realizada para verificar se os resultados do modelo sofreriam mudanças significativas reduzindo-se esses valores. As estimativas para os desvios-padrões dos riscos relativos a todos os componentes do custo para geração de energia considerados neste trabalho estão mostradas na tabela VI-14.

Tabela VI-14 - Estimativas de desvios padrões dos riscos para o Brasil

| COMPONENTE DO CUSTO                   | Risco (desvio-padrão) |
|---------------------------------------|-----------------------|
| <b>1. Combustível (base empírica)</b> |                       |
| Petróleo/Resíduos cana                | 0,25                  |
| Gás                                   | 0,23                  |
| Carvão                                | 0,07                  |
| Nuclear                               | 0,25                  |
| <b>2. Durante construção</b>          |                       |
| Hidroelétrica/Nuclear                 | 0,20                  |
| Térmica fóssil e Nuclear Distribuída  | 0,15                  |
| Bagaço/Térmica a Gás                  | 0.10                  |
| Eólica e outras modulares             | 0.05                  |
| <b>3. O&amp;M variável</b>            | 0,20                  |
| <b>4. O&amp;M fixa</b>                | 0,09                  |
| <b>5. Transmissão</b>                 | 0,05                  |
| <b>6. Carbono</b>                     | 0,39                  |

### Covariação dos custos de O&M com as outras parcelas

Além dos desvios padrões para cada parcela do custo final da energia, o modelo de portfólio requer que coeficientes de correlação sejam especificados para todas essas parcelas. Desta maneira, para qualquer par de tecnologias é razoável supor que as correlações:

- Entre os custos de O&M e de combustível deva ser próxima a zero e, portanto, todos os valores cruzados foram assumidos iguais a zero.
- Para os custos de O&M seja alto, porém menor do que 1, para refletir algum grau de incerteza. Um valor base de 0,7 foi sugerido no caso.
- Entre os custos fixos e variáveis de O&M deva ser presumidamente baixo e foi assumido igual a 0,1.
- Entre os custos de instalação para as diversas tecnologias é de se esperar que a correlação seja alta, refletindo o estado da economia em geral. Novamente para refletir um grau de incerteza o valor de 0,7 foi adotado.

- A correlação entre custos relativos à transmissão da energia e de instalação da usina, como ambas dependem do investimento inicial, foi considerado igual a 0,7.
- Finalmente, os coeficientes de correlação entre todas as tecnologias para custos de transmissão e de carbono são iguais a 1.

Os coeficientes de correlação cruzados utilizados no modelo estão indicados na tabela VI-15.

Tabela VI-15 - Coeficientes de correlação utilizados no Modelo de Portfólio

| Tecnologia A              | Tecnologia B              |                        |              |          |             |         |
|---------------------------|---------------------------|------------------------|--------------|----------|-------------|---------|
|                           | Gastos durante Construção | Gastos com combustível | O&M Variável | O&M Fixa | Transmissão | Carbono |
| Gastos durante construção | 0,7                       | 0                      | 0,1          | 0,1      | 0,7         | 0       |
| Gastos com combustível    | 0                         | (*)                    | 0            | 0        | 0           | 0       |
| O&M variável              | 0,1                       | 0                      | 0,7          | 0,1      | 0           | 0       |
| O&M fixa                  | 0,1                       | 0                      | 0,1          | 0,7      | 0           | 0       |
| Transmissão               | 0,7                       | 0                      | 0,1          | 0,1      | 1           | 0       |
| Carbono                   | 0                         | 0                      | 0            | 0        | 0           | 1       |

(\*) Dependente do combustível. Valores empiricamente determinados em função das variações históricas. Vide Tabela VI-10

Ao final do trabalho uma análise de sensibilidade foi realizada para determinar o efeito que reduções significativas desses valores provocam nos resultados do modelo.