



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GAE-27  
19 a 24 Outubro de 2003  
Uberlândia - Minas Gerais

**GRUPO VI  
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS EMPRESARIAIS - GAE**

**GERENCIAMENTO DE RISCO NA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE BRASILEIRA: CONCEITOS,  
MÉTRICAS E APLICABILIDADE**

**Lúcio Guido  
COPPE/UFRJ**

**Luiz Cláudio Gutierrez Duarte\*  
Eletrobrás**

**RESUMO**

A crise financeira mundial ocorrida no final do século passado sinalizou a necessidade de utilizar instrumentos que ajudem as empresas a monitorar cuidadosamente seus riscos a fim de que possam ser reduzidas as probabilidades de grandes perdas. Sendo assim, a necessidade da administração de risco tornou-se de fundamental importância quer nas instituições financeiras, sua fonte criadora, quer em outros segmentos, tal como a Indústria de Energia Elétrica (IEE). Portanto, o presente trabalho pretende contribuir na divulgação de técnicas de gerenciamento de risco aplicadas a IEE os quais devem ser utilizadas mesmo na hipótese de uma maior intervenção do Estado.

**PALAVRAS-CHAVE**

Gerenciamento de Risco. Comercialização. Análise de Investimento.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A competição nos segmentos de geração e comercialização na Indústria de Energia Elétrica requer a introdução de dois conceitos antes restritos ao mercado financeiro, quais sejam: retorno e risco. Retorno pode ser definido como a apreciação de capital ao final do horizonte de investimento. Já o risco vem das incertezas associadas ao retorno que efetivamente será obtido ao final do período de investimento.

Os desastres financeiros, com perdas de bilhões de dólares, envolvendo instituições financeiras

importantes como Baring Bank, Metallgesellschaft, Condado de Orange, Daiwa, Long Term Capital Management, dentre outros, implicaram na necessidade de se criar um sistema de administração de risco (1). Esta experiência está começando a ser usada no mercado de energia elétrica.

O Gerenciamento de Risco possibilita a alta gerência monitorar a exposição a riscos de forma mais eficiente. Além disso, pode ser utilizado para decisão de como alocar recursos limitados de capital baseada em retorno/risco, como também auxilia na avaliação de performance.

Ultimamente, vários especialistas brasileiros têm se preocupado com a aplicação do gerenciamento de risco na Indústria de Eletricidade Brasileira-IEB (2, 3, 4, 5). Esta abordagem torna-se necessária pelas próprias características da IEB, quais sejam:

- i) sistema hidrotérmico, com predominância hidroelétrica (90% da sua capacidade instalada), possuindo reservatórios com capacidade de regularização plurianual e dois grandes sistemas interligados (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/C.Oeste);
- ii) único agente (Operador Nacional de Sistemas-ONS) responsável pelo despacho das usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional tendo como objetivo minimizar o custo de operação do sistema;

O presente artigo propõe contribuir na divulgação desta nova abordagem, familiarizando o leitor com conceitos e técnicas que a bem pouco tempo eram tratadas única e exclusivamente no mercado financeiro. Além disso,

\* Avenida Presidente Vargas, 409 - 8º andar - CEP 20071-003 - Centro - RJ - BRASIL  
Tel.: (021) 2514-5789 - Fax: (021) 2224-2367 - E-MAIL: dpexclg@eletrobras.gov.br

são apresentadas algumas aplicações relacionadas ao gerenciamento de risco de comercialização por meio da técnica do Value at Risk (VaR).

## 2.0 - CONCEITOS IMPORTANTES

O risco é composto de uma parcela relacionada ao próprio investimento realizado (risco específico) e de uma outra que é inerente a todos os ativos negociados no mercado (risco sistemático). Apenas a primeira parcela pode ser reduzida a partir da formação de uma carteira que inclua ativos que tenham baixa correlação positiva entre si.

Na IEB a eliminação do risco específico relacionado à operação das Usinas Hidroelétricas integradas é feita por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), associada ao estabelecimento de contratos bilaterais. O MRE foi implementado em razão da característica do suprimento de energia de um sistema hidrotérmico com predominância hidroelétrica qual seja a de ser dimensionado para atender a situações de hidrológicas desfavoráveis que ocorrem com baixíssima frequência. Isto implica que o Preço Spot, definido pelo Custo Marginal de Curto Prazo (CMO), tenha valores muito baixo na maior parte do tempo. Entretanto, em algumas situações o CMO pode atingir valores que inviabilize o fluxo de caixa do empreendimento. Sendo assim, o MRE atribui uma energia assegurada para cada UHE o qual estará reduzida sua exposição ao preço spot, uma vez que 95% dessa energia será negociada através de contratos bilaterais. Já o risco sistemático está relacionado ao racionamento.

A atitude do investidor deve refletir sua preferências diante do "trade off" entre risco/retorno, que podem ser:

- i) aversão ao risco - exige um retorno mais alto para um risco mais alto;
- ii) indiferente ao risco – o retorno permanece constante para qualquer mudança no risco;
- iii) propensão ao risco – aceita um retorno menor para um risco mais alto.

Geralmente os investidores são avessos ao risco dado que os mesmos tendem a aceitar somente aqueles riscos com os quais se sentem seguros (6).

O comportamento de aversão ao risco é notado na IEB e os exemplos estão tanto na lentidão do programa de incentivo a Termoeletricidade (Programa Prioritário de Termoeletricas-PPT) quanto ao relacionado a Pequenas Centrais Hidroelétricas (Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH - COM). Sendo uma indústria que necessita de capital intensivo e longo prazo de maturação, o investidor só aplicará seus recursos se e somente se houver regras claras.

## 3.0 - DIMENSÕES DO RISCO

Os riscos associados a IEB podem ser classificados como (1 e 7):

### 3.1 Risco de Mercado

A demanda por eletricidade não acompanha a evolução prevista no estudo de viabilidade ou o excesso de oferta implica na redução do preço previamente estabelecido<sup>1</sup>. Sua mensuração permitirá verificar se o níveis de concentração de exposição ao mercado estejam dentro de limites prudentes.

### 3.2 Risco de Crédito

Medida da incerteza relacionada aos retornos esperados em decorrência da inadimplência da contraparte em cumprir sua obrigações contratuais ou de degradação creditícia do tomador em razão de avaliação de agência de rating.

O risco de crédito também inclui o risco soberano que é causado por políticas econômicas (monetária e/ou fiscal) que conduzam a desvalorização da moeda local e controlam a remessa de lucros.

O gerenciamento do risco de crédito engloba aspectos quantitativos (análise de carteiras sob a ótica de otimização da razão risco/retorno) bem como qualitativos (determinação de provisões e reservas de capital prudentes e adequadas ao nível de exposição ao risco de crédito).

Este tipo de risco aconteceu na IEB em razão do Mercado Atacadista de Energia não ter concluído o processo de liquidação financeira dos valores referentes à energia comercializada no período de setembro de 2000 até setembro de 2002.

### 3.3 Risco de Liquidez

Medida da incerteza relacionada aos retornos esperados quando uma transação não pode ser conduzida pelos preços de mercado prevalecentes, devido a uma atividade insuficiente de mercado ou na impossibilidade de cumprir obrigações relativas aos fluxos de caixa . Estes riscos podem ser controlados por meio de diversificação, como também através de estabelecimentos de limites tanto em relação aos mercados/produtos quanto dos intervalos entre os fluxos de caixa.

### 3.4 Risco Legal

Surge quando uma contraparte não possui autoridade legal ou regulatória para se envolver numa transação. Também está contido neste risco a possibilidade de manipulação de mercado de agentes que tenham acesso a informações privilegiadas (risco de conformidade), bem como diferentes interpretações ou lacunas ou até mesmo ausência de normas para

<sup>1</sup> Este tipo de risco é maior nos empreendimentos térmicos em razão da dependência do mercado de combustível. Este pode tornar-se bastante volátil (variação cambial) afetando assim o preço da eletricidade e, como consequência, tornando o empreendimento menos competitivo.

funcionamento de um determinado mercado (risco de regulamentação).

A crise da Califórnia foi um exemplo deste risco uma vez que as regras adotadas tanto pela Bolsa de Energia quanto pelo operador independente eram adequadas apenas na situação de excesso de capacidade de oferta. Isto implicou no exercício de poder de mercado por parte dos geradores.

### 3.5 Risco Operacional

Estimativas para possíveis perdas de uma empresa caso seus sistemas, práticas e medidas de controle sejam incapazes de resistir à má administração, falhas humanas ou situações adversas de mercado.

O risco operacional inclui também os riscos tecnológico e de modelo. O primeiro está relacionado tanto a necessidade de proteger os sistemas contra acesso não autorizado quanto a funcionalidade e transferência de tecnologia de novos processos de produção que a empresa esteja adquirindo, afetando assim os retornos sobre o capital investido. Já o segundo tipo se refere a possibilidade da modelagem ser uma espécie de “caixa preta” ou não refletir a realidade.

Portanto, a mensuração do risco operacional permitirá tanto estabelecer indicadores para avaliar a performance quanto estruturar um fluxo contínuo de informação para montagem de bancos de dados sobre perdas com roubos, fraudes e erros não intencionais.

Os riscos operacionais tendem a ser riscos não sistemáticos, isto é, são específicos por projeto e portanto com possibilidade de serem reduzidos a partir de um portfólio de empreendimentos de geração.

Alguns tipos de riscos operacionais relacionados a uma empresa de geração de energia elétrica estão descritos a seguir.

#### 3.5.1 Risco de Custo Operacional

Possibilidade de que os Custos de Operação e Manutenção (CO&M) excedam as estimativas, sendo que estas estarão dentro da faixa de potência dos empreendimentos de geração que compõem a carteira atual da empresa.

O CO&M de Usinas Hidroelétricas (UHEs) é determinado a partir da escolha entre duas curvas, obtidas por método de regressão sobre dados históricos de operação e manutenção de UHEs existentes, que relacionam o Custo Unitário de Operação e Manutenção (R\$/kW/ano) com a potência instalada.

Já para plantas térmicas o CO&M é dividido numa parcela fixa e outra variável. A primeira independe do volume de produção (fator de capacidade), sendo função apenas do tamanho da planta. Já a segunda parcela varia diretamente com o consumo do combustível. A estimativa neste caso será feita a partir de experiência internacional, dada a histórica predominância hidráulica do parque gerador brasileiro.

#### 3.5.2 Risco de Disponibilidade Mecânica

A empresa é incapaz de atender as metas para as quais foi ativada devido ao mau desempenho dos equipamentos instalados. Neste caso, tal como em 3.5.1, serão necessários levantamentos estatísticos para estabelecer novos valores de taxas de indisponibilidades forçada (TEIF) e programada (IP). A primeira acontece quando da retirada de um componente, prontamente de serviço, em condições não programadas. Um desligamento forçado geralmente resulta de condições de emergência, inerentes à unidade, necessitando que a mesma seja desligada de imediato, automaticamente ou tão logo operações de manobra sejam executadas. Os demais casos de desligamento decorrem de causas acidentais, quando a unidade é retirada de serviço involuntária e/ou indevidamente. Já o IP é resultado da retirada de serviço de um componente ou unidade mediante um programa preestabelecido, associado ao componente ou unidade.

A partir do levantamento acima se pode estabelecer um índice de risco apropriado de qualidade de serviço, além de estimar parâmetros de confiabilidade (probabilidade de perda de carga).

#### 3.5.3 Risco de Disponibilidade Hidrológica

Devido a uma seqüência de períodos secos a produção energética de uma UHE está abaixo da meta de geração estimada (energia assegurada). Para reduzir a exposição deste tipo de risco a IEB adota o MRE que é um procedimento, conforme já comentado, que garante ao agente gerador hidráulico, sob condições normais de operação, o recebimento da quantia associada a sua energia assegurada a partir da realocação daquelas UHEs que estejam com excedente de energia.

#### 3.5.4 Risco de Otimização Hidrológica

A otimização do sistema pode exigir que um gerador opere a um nível diferente o que poderá acarretar em redução na sua receita operacional.

#### 3.5.5 Risco de Modelo

A formação de preço na IEB é sinalizada por modelo de otimização<sup>2</sup> cuja utilização num mercado onde haja concorrência no segmento de geração deve ser visto com extrema cautela. Existe um grande probabilidade de que o regulador seja obrigado a rever os parâmetros utilizados e o algoritmo envolvido, diante de pressões pelos geradores, caso o preço esperado seja inferior ao sinalizado pelo modelo (9).

<sup>2</sup> O despacho é determinado com base nos preços ofertados por geradores termelétricos e no custo de déficit. O modelo utilizado, Newave, minimiza a soma das funções custos imediato (custo de geração térmica no estágio t) e futuro (custo esperado de geração térmica e defeca no final do estágio t). O CMO é o multiplicador simplex da restrição de mercado. (8)

## 4.0 - MEDIDAS DE RISCO

### 4.1 Desvio Padrão

Mede a dispersão em torno do valor esperado cujo cálculo se da seguinte equação:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n (k_i - E(k))^2 \cdot p_i}$$

onde:

$k$  – retorno do ativo no  $i$ ésimo período;  
 $E(k)$  – valor esperado do retorno;  
 $p_i$  - probabilidade de ocorrência do  $i$ ésimo período.

No caso em que todos os resultados são conhecidos e com mesma probabilidade o desvio padrão pode ser estimado utilizando a fórmula:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(k_i - k_{med})^2}{n - 1}}$$

onde:

$k_{med}$  – média aritmética dos retornos conhecidos;  
 $n$  – número total de observações.

Esta medida apresenta a desvantagem de ser bidirecional, isto é, os valores acima e abaixo do valor esperado estão sendo computados no seu cálculo.

Além disso, a comparação de riscos entre ativos só pode ser feita se e somente se a distribuições de retornos forem simétricas e tenham o mesmo retorno esperado. Caso apenas esta última não seja obedecida pode ser utilizado o coeficiente de variação. Este é uma medida relativa de dispersão relativa a partir da relação entre o desvio padrão e o retorno esperado (6).

### 4.2 Semivariância

Calcula somente os valores abaixo da média. Pode ser representada a partir da seguinte equação.

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^x (k_i - E(k))^2 \cdot p_i$$

se  $k_i < E(k)$   $\sigma = 1$

caso contrário  $\sigma = 0$

Desta maneira, podem ser comparados os riscos dos ativos que possuam distribuição de retornos assimétricas.

### 4.3 Mínimo Máximo Arrependimento

Este critério tem como objetivo minimizar o máximo arrependimento (Critério Minimax) associado a cada cenário, isto é, calcula o arrependimento a cada combinação de decisão e cenário. Esta ferramenta é utilizada para fenômenos estocásticos de baixa frequência e está sendo aplicada no Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> O Minimax está sendo utilizado no Modelo de Expansão a Longo Prazo (MELP), desenvolvido pelo Centro de Pesquisa

### 4.4 Value at Risk (VaR)

Sintetiza a maior (ou pior) perda esperada dentro de determinado período de tempo e intervalo de confiança. O VaR começou a ser utilizado em 1994 depois de uma série de desastres financeiros com derivativos (1).

A Figura 1 apresenta a distribuição de retorno de uma determinada carteira de US\$100 milhões. Considerando um grau de confiança de que 95% dos retornos passados se repitam no futuro. Observa-se que a pior perda da carteira seria de: 100milhões \* 2% = US\$2 milhões.

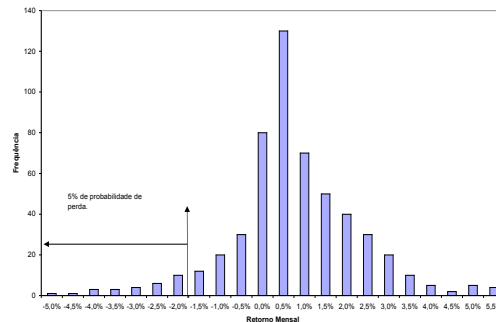


FIGURA 1 – DISTRIBUIÇÃO DOS RETORNOS MENSAIS (536 observações)

Ao invés de utilizar a abordagem baseada na distribuição empírica e em seu quantil amostral, o cálculo do VaR pode ser simplificado na suposição de que o movimento de rentabilidade do ativo segue uma distribuição normal (1 e 10). Portanto, tem-se:

$$VaR_i = \alpha W_i \sigma_i$$

onde:

$\alpha$  - nível de confiança.

$W_i$  – valor de mercado do ativo  $i$ .

$\sigma_i$  - desvio padrão do ativo  $i$

Observa-se que o VaR nada mais é que um múltiplo do desvio padrão.

Por exemplo, o Var de uma distribuidora que está estabelecendo um contrato de venda de energia é dado por (10):

$$VaR = \alpha (hWP) \sigma$$

onde:

$hW$  – energia entregue, em MWh;

$P$  – preço da energia, em \$/MWh.

as outras variáveis já foram descritas anteriormente.

A fórmula do Var para uma carteira de ativos é dada por:

$$VaR_c = \alpha W_c \sigma_c$$

de Energia Elétrica – CEPEL, na parte relativa as incertezas associadas ao mercado.

onde:

$W_c$  – valor de mercado da carteira.

$\sigma_{ic}$  – desvio padrão do carteira, cujo cálculo é feito pela equação:

$$\sigma_c = \sqrt{\sum_{j=1}^n X_j^2 \sigma_j^2 + \sum_{j=1}^n \sum_{k=j+1}^n X_j X_k \sigma_{jk}}$$

onde:

$X_i$  ou  $X_k$  – participação do  $i$ ésimo (ou  $k$ ésimo) ativo na carteira.

$\sigma_j^2$  – variância do  $i$ ésimo ativo.

$\sigma_{jk}$  – covariância entre os ativos  $j$  e  $k$ .

Em notação matricial tem-se:

$$\sigma_c = x' \sigma x$$

onde:

$x'$  – vetor transposto dos pesos;

$\sigma$  – matriz de covariância;

$x$  – vetor coluna dos pesos.

Observa-se que quanto mais baixa for a covariância entre os ativos menor será o risco da carteira<sup>4</sup>.

A vantagem do VaR vem do fato de que resume num único número a exposição total ao risco de mercado de uma instituição.

## 5.0 - ESTUDOS DE CASOS

### 5.1 Valor Normativo

Limita o repasse para a tarifa de fornecimento dos preços que foram livremente negociados pelas concessionárias e permissionárias quando da aquisição de energia elétrica.

O Valor Normativo (VN) para uma Central Termoelétrica a Gás Natural é dada pela seguinte fórmula (12):

$$VN_i = VN_0 \times \left[ k_{1i} \frac{IGPM_{1i}}{IGPM_{0i}} + k_{2i} \frac{COMB_{1i}}{COMB_{0i}} + k_{3i} \frac{IVC_{1i}}{IVC_{0i}} \right]$$

onde:

$VN_0 = R\$91,06/MWh$ ;

$IGPM_{1i}$  – valor acumulado do Índice Geral de Preços ao Mercado no mês anterior a data de atualização do VN;

$IGPM_{0i} = 1$ ;

$COMB_{1i}$  – preço do gás natural no mês anterior a data de atualização do VN<sup>5</sup>;

$COMB_{0i}$  – preço do gás natural vigente em junho de 2001;

$IVC_{1i}$  – média da cotação de venda do dólar americano no mês anterior a data de atualização do VN;

$IVC_{10} = R\$ 2,3758/US\$$ ;

$k_{1i}$ ,  $k_{2i}$  e  $k_{3i}$  – fatores de ponderação<sup>6</sup>.

O VaR de VN é dado por (10):

$$VaR(VN) = VaR(IGPM) + VaR(COMB) + VaR(IVC)$$

A série histórica escolhida compreendeu o período de jan/2000 à jun/2002 e seus dados vieram das seguintes fontes: Fundação Getúlio Vargas (IGPM), Portaria MME/MF 03/2000 e Banco Central (IVC). Utilizando os conceitos da seção 4.4 a Tabela 1 apresenta os resultados de VaR encontrados tanto para o VN quanto para seus componentes<sup>7</sup>:

TABELA 1 – CÁLCULO DO VaR

| Componentes | VaR (R\$/MWh) |
|-------------|---------------|
| IGPM        | 0,09          |
| COMB        | 6,60          |
| IVC         | 3,71          |
| VN          | 10,40         |

Verifica-se que ao nível de confiança de 95% chega-se a uma perda em relação ao VN de R\$10,40/MWh, sendo a maior parte devido ao movimento de COMB (63%). A influência do IGPM foi praticamente desprezível.

### 5.2 Análise de Risco de uma UTE

Neste caso, a ferramenta do VaR auxilia a tomada de decisão a respeito da viabilidade econômica financeira de um projeto de geração. A Tabela 2 apresenta as características do empreendimento termoeletrico em estudo.

TABELA 2 – EMPREENDIMENTO TERMOELÉTRICO

|                          |  |
|--------------------------|--|
| Potência                 | 700 MW   |
| Fator de Disponibilidade | 90%  |
| Energia Contratada       | 600 MWh/mês  |
| Heat Rate                | 6.199 Btu/kWh  |
| PCI                      | 8.550 kcal/m <sup>3</sup>                                  |
| Preço do Gás             | US\$ 0,97/MMBtu (transporte)<br>US\$1,96/MMBtu (commodity) |
| Custo Operativo          | R\$34,83/MWh   |
| Tarifa                   | R\$100,00/MWh  |
| Vida útil                | 20 anos  |
| CO&M fixo                | R\$20,00 milhões   |
| CO&M variável            | R\$ 2,4/MWh  |
| Depreciação              | 5%   |
| Seguro                   | R\$0,5 milhão  |
| Custo de Transmissão     | R\$18,00/kW ano  |
| Custo do Capital Próprio | 15% ao ano   |
| Cofins/PIS               | 3,65%  |
| CPMF                     | 0,38%  |
| IR                       | 15% (faixa 1) e 25% (faixa 2)                              |
| CSSL                     | 9%   |

também ser calculado o VaR relativo ao preço do gás natural.

<sup>6</sup> Os fatores de ponderação são flexíveis, isto é, não existe a obrigatoriedade de um limite mínimo.

<sup>7</sup> Cabe observar que esta aplicação é meramente ilustrativa.

Estamos supondo que a distribuição destes parâmetros são normais. O certo é primeiramente aplicar um teste de hipótese a respeito da normalidade das distribuições (Quiquadrado, Jarque-Bera).

<sup>4</sup> Este fato vem do conceito de diversificação de carteira de Markowitz que permite a redução do risco específico se forem selecionados ativos que tenham baixas correlações (11).

<sup>5</sup> O preço do gás natural também é calculada por uma equação paramétrica que depende do IGPM, do Índice de Preço por Atacado/FGV(coluna 54 – combustíveis e lubrificantes) e do índice de preços por atacados publicado pela U.S.Department of Labor. Sendo assim, poderia

Utilizando o modelo ANAFIN 2.4 do Cepel foi possível construir a distribuição empírica de probabilidade de VPL<sup>8</sup> conforme apresentado pela Figura 3. Observa-se que o VaR ao nível de 95%, a partir do lado esquerdo do histograma, identificando-se aquele nível de perda que só é superado em 5% dos casos observados.

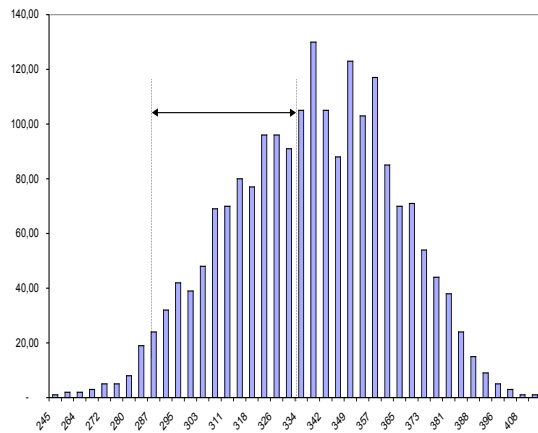


FIGURA 3 – ANÁLISE DE RISCO - DISTRIBUIÇÃO EMPÍRICA DE VPL

### 5.3 Nível de Exposição de uma Projeto de Geração

Uma outra aplicação está relacionada a escolha da melhor alternativa de comercialização<sup>9</sup> de um empreendimento de geração. Para isto, o trade off retorno e risco é dado, respectivamente, pela Taxa Interna de Retorno e pelo VaR da distribuição do Valor Presente Líquido, sob o ponto de vista do acionista. A Figura 4 apresenta seis alternativas de contratação para um determinado projeto de geração. Observa-se que nível de contratação a ser escolhido estará na linha que representa a fronteira eficiente. Entretanto, seu valor dependerá do comportamento comercializador desta energia. Se desejar ter um retorno exigido (TIR) maior, por exemplo, o contrato sete, deverá aceitar uma exposição ao risco (VaR) maior.

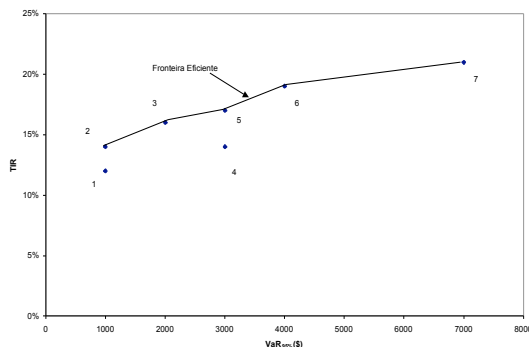


FIGURA 4 - TIR x VaR

<sup>8</sup> Foram calculados 2000 valores de VPL em razão da venda/compra no mercado spot depender do CMO, cujos resultados são obtidos a partir do Modelo Newave, o qual utiliza 2000 séries hidrológicas.

<sup>9</sup> Qual o limite máximo de exposição no spot.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Qualquer que seja o Modelo de Transação Comercial da IEEB, com maior ou menor grau de interferência do Estado, a utilização de ferramentas de gerenciamento de risco configura-se como um instrumento de fundamental importância. O presente trabalho pretendeu contribuir na sua difusão, com destaque para a técnica de VaR, de forma que o mesmo esteja contida num conjunto de boas práticas que torne o IEEB mais segura.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Jorion, Philippe. Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado. Bolsa de Mercadorias & Futuros. São Paulo. 1998.
- (2) Pereira, M.V. et al. Methods and Tools for Contracts in a Competitive Framework. Cigré Task Force. Draft Final Report. 1999.
- (3) Pereira, M.V., Campodónico N., Kelman R. e Granville S. Planning Risks. IEEE Tutorial. 1999
- (4) Veiga, M.V., Granville, S. e Kelman, R. Gerenciamento de Risco com Derivativos. Seminário Gerenciamento de Riscos no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica. Fundação Getúlio Vargas. 2001.
- (5) Martins, F.S.T. Gerenciamento de Riscos no Setor de Energia Elétrica – Metodologia de um Processo. X Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor de Energia Elétrica. 2002.
- (6) Weston, J.F. e Brigham, E.F. Fundamentos da Administração Financeira. Makron Books do Brasil Editora Ltda. 10ª Edição. São Paulo. 2000.
- (7) Duarte, L.C.G. e Daher, M. Avaliação Econômico Financeira de Projetos de Geração de Energia Elétrica. XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- (8) Silva, E.L. – Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato. 2001.
- (9) Oliveira, A. O Novo Mercado Elétrico: Papel de Regulador. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. 1998.
- (10) Mauro, A. Price Risk Management in the Industry: The Value at Risk Approach. XXII Annual International Conference of the International Association for Energy Economics, 9-12 June 1999, Rome.
- (11) Elton, E.J. e Gruber, M.J. Modern Portfolio Theory and Investment Analysis. John Wiley & Sons, Inc. 5th ed. 1995.
- (12) Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 488 de 29 agosto de 2002.