

MARCIO SHIGUENORI KUWABARA

Marcelo R. Bessa
9.5
07/04/2003

**UTILIZAÇÃO DO CRITÉRIO MÉDIA-VARIÂNCIA NA
FORMAÇÃO DE UMA CARTEIRA DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Especialista. Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Marcelo Rodrigues Bessa

CURITIBA

2003

AGRADECIMENTOS

Agradeço meus pais Jorge e Izaura e familiares pelo apoio dado ao longo da minha vida. Em especial a Carol, ao apoio emocional e a paciência de suportar o mau humor e a inquietação provocada pelas horas dedicada à conclusão deste trabalho.

Ao meu orientador, Marcelo Bessa, pessoa que conheço há pouco tempo, mas que possui uma grande estima. Os demais professores do curso, Fill, Miriam, Eloy, Fábio, Celso, Marciano e Secundino, pela dedicação e disposição de repassar os seus conhecimentos e experiências profissionais. Não esquecendo das nossas “anjos-da-guarda” no curso Eliane, Solange, D. Carminha e Marilda.

Aos amigos da Tradener, que dividem comigo os percalços do dia a dia. O pessoal da área de gestão de risco, Pasini, Renê, Rodrigo e Siqueira, que sem o apoio incondicional deles este trabalho estaria fadado ao primeiro postulado do “Siqueirismo”. Agradecimento especial ao eng. Luiz Kamogawa um grande chefe de equipe e também co-orientador deste trabalho.

Aos colegas de curso, enxadristas, jogadores de *bridge* e afins, da primeira e da segunda turma deste Curso. Uma grande satisfação da convivência fraternal durante um ano.

A Tradener, pelo apoio não só financeiro, mas também pela política de vanguarda do incentivo de aprimoramento profissional de seus funcionários, que possibilitou a concretização deste trabalho.

*Antes de começar o trabalho de mudar o mundo,
dê três voltas dentro de sua casa.
Provérbio chinês*

SUMÁRIO

<i>AGRADECIMENTOS</i>	<i>ii</i>
<i>SUMÁRIO</i>	<i>iv</i>
<i>LISTA DE ILUSTRAÇÕES</i>	<i>v</i>
<i>LISTA DE TABELAS</i>	<i>vi</i>
<i>RESUMO</i>	<i>1</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>2</i>
<i>Introdução</i>	<i>3</i>
<i>1. Teoria Moderna das Carteiras</i>	<i>4</i>
Conceito de Carteira de Ativos e o Modelo de Markowitz	<i>4</i>
<i>2. Setor Elétrico Brasileiro</i>	<i>8</i>
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).....	<i>9</i>
Histórico das PCH's no Brasil	<i>10</i>
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	<i>13</i>
Sazonalidade das Bacias Hidrográficas.....	<i>16</i>
A Comercialização de Energia.....	<i>22</i>
<i>3. Análise de Risco</i>	<i>26</i>
<i>4. Estudo de Caso</i>	<i>29</i>
Séries de Geração das Usinas.....	<i>29</i>
Fluxo de Caixa dos Empreendimentos	<i>31</i>
<i>5. Apresentação dos Resultados</i>	<i>34</i>
Ajuste do Desvio Padrão Função da Distribuição Amostral	<i>37</i>
<i>Conclusões e Recomendações</i>	<i>42</i>
<i>Referências Bibliográficas</i>	<i>45</i>

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração 1 - Efeito da Correlação em uma carteira de investimento em dois ativos.....	5
Ilustração 2 - Fronteira Eficiente de uma carteira de investimentos.....	7
Ilustração 3 - Efeito Financeiro do Mecanismo de Realocação de Energia.....	14
Ilustração 4 - Divisão do Sistema Elétrico Brasileiro.....	16
Ilustração 5 - Grandes Bacias Brasileiras.....	18
Ilustração 6 - Sazonalidade Característica da Bacia do Amazonas (1).....	19
Ilustração 7 - Sazonalidade Característica das Bacias do Tocantins-Araguaia (2) e Atlântico Norte Nordeste (3)	19
Ilustração 8 - Sazonalidade Característica das Bacias do São Francisco (4) e do Uruguai (7).....	20
Ilustração 9 - Sazonalidade Característica da Bacia do Atlântico Leste (5)	20
Ilustração 10 - Sazonalidade Característica da Bacia do Paraná-Paraguai (6).....	21
Ilustração 11 - Sazonalidade Característica da Bacia do Atlântico Sul Sudeste	21
Ilustração 12 - Conceito de Valor em Risco (VaR).....	26
Ilustração 13 - Distorção entre o risco teórico e o risco real.....	28
Ilustração 14 - Risco versus Retorno Individual das usinas.....	34
Ilustração 15 - Risco versus Retorno de carteiras de duas usinas	35
Ilustração 16 - Risco versus Retorno de carteiras de três usinas	36
Ilustração 17 - Degeneração do desvio padrão para carteira de usinas individuais	38
Ilustração 18 - Degeneração do desvio padrão para carteira de 2 usinas.....	39
Ilustração 19 - Degeneração do desvio padrão para carteira de 3 usinas.....	39
Ilustração 20 - Degeneração do desvio padrão para carteira de 2 usinas.....	40
Ilustração 21 - Relação entre o Desvio Ajustado e o Desvio Padrão	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação de um aproveitamento hidrelétrico	10
Tabela 2 - Tributos Incidentes na Comercialização de Energia	23
Tabela 3 - Postos Fluviométricos utilizados no estudo.....	30

RESUMO

A diversidade hidrológica das bacias hidrográficas brasileiras pode permitir o uso de conceitos do mercado financeiro para a formação de carteiras de empreendimentos hidrelétricos na análise de viabilidade e atratividade econômica destes investimentos. Acreditando nesta hipótese, este trabalho teve como objetivo a averiguação da possibilidade de uma aplicação de modelos de carteiras de investimentos financeiros nos investimentos de infra-estrutura no setor elétrico brasileiro.

ABSTRACT

The diversified Brazilian river basins behavior could allow the application of financial market concepts to set up a hydroelectric plants portfolio in order to assist the economic evaluation of these investments. The belief of this hypothesis leads this study to verify if the use of financial models is possible and adequate in infrastructure investments in the Brazilian Power Sector.

Introdução

A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro foi embasada num modelo comercial competitivo e com garantia de livre acesso, onde o papel empresarial do Estado será reduzido, passando a atuar como órgão regulador e dando a responsabilidade de investimento do setor à iniciativa privada. Assim, os investidores privados, que passam a recolher os benefícios provenientes da remuneração do capital investido, também deverão arcar com os riscos inerentes do projeto.

Uma das características das bacias hidrográficas brasileiras é a diversidade do seu regime hidrológico. Diante disto, conceitualmente, seria possível, a formação de um conjunto de usinas localizadas em diferentes bacias, com o objetivo de diminuir a volatilidade individual de cada central geradora.

O mercado financeiro faz uso de modelos de análise de investimentos de ativos de risco, baseados em critérios da média-variância onde o mais conhecido é o modelo de Markowitz. Este modelo leva em consideração a correlação entre diferentes ativos financeiros para a formação de uma carteira de investimento. Desta forma, o critério média-variância poderia ser utilizado como ferramenta de tomada de decisão de formação do portfólio de usinas. Portanto, propõe-se a averiguação da aplicabilidade deste conceito como objetivo desta monografia.

1. Teoria Moderna das Carteiras

A literatura apresenta o modelo consagrado no estudo de carteiras de investimento, conhecido como modelo de Markowitz, baseado no critério média-variância. O modelo considera o binômio risco e retorno, analisando concomitantemente estes parâmetros como critério de decisão da melhor alocação dos recursos financeiros do investidor. Diante das diversas alternativas de ativos que o investidor possui para alocar os seus recursos, as decisões serão feitas por apenas algumas ou mesmo por parcelas destas alternativas. Assim, Markowitz desenvolveu um conceito de análise que leva em consideração a média e a variância dos retornos como composição de um grupo de ativos financeiros, utilizando a correlação dos ativos de maneira que a diversificação da carteira maximize o retorno e minimize o risco global da carteira.

Conceito de Carteira de Ativos e o Modelo de Markowitz

Markowitz(1952) apresentou o trabalho que serviu de base para o desenvolvimento da teoria moderna de carteiras. O trabalho se fundamenta na maximização da função utilidade esperada de uma carteira de investimento função do valor esperado e da variância conjunta de ativos financeiros. O retorno esperado define a expectativa de rentabilidade das alternativas de investimentos. O risco, por sua vez, é mensurado em função da variabilidade dos ativos na composição da carteira, representado pela variância ou desvio padrão.

A teoria moderna das carteiras está baseada, em suma, na escolha do melhor conjunto de investimentos possível de ser montada, função de duas medidas estatísticas, de tendência central e de dispersão. Existem basicamente duas abordagens na formulação da função utilidade, a diferença ou a relação benefício-custo, considerando, a priori, a tendência central como "benefício" e a dispersão como "custo".

Como exemplo do conceito de uma carteira de ativos, a figura a seguir mostra os possíveis comportamentos do risco *versus* retorno de uma carteira de investimentos composta por dois ativos. O ponto A representa o risco *versus* retorno do ativo Y, quando 100% dos recursos disponíveis é aplicado neste ativo. Da mesma forma, o mesmo ocorre para o ponto B

correspondente ao ativo X. As curvas que ligam os pontos representam o risco *versus* retorno das combinações possíveis dos ativos X e Y. A existência de diferentes curvas decorre da correlação existente entre os dois ativos. Por exemplo, a reta que liga os pontos A e B representa a situação em que os dois ativos são totalmente correlacionados ($\rho_{xy}=1$), as retas que passam por ponto AZB representam a situação em que os dois ativos são complementares ($\rho_{xy} = -1$) e a curva AMB representa o caso em que os dois ativos são correlacionados com valores intermediários ($1 < \rho_{xy} < 1$).

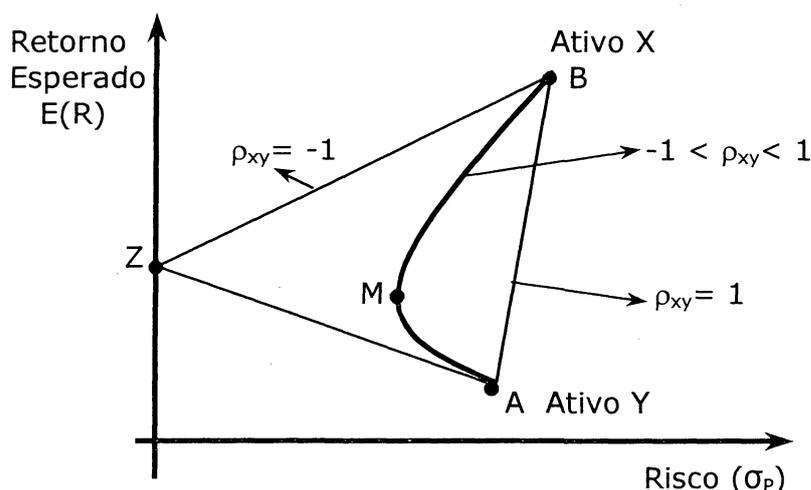


Ilustração 1 - Efeito da Correlação em uma carteira de investimento em dois ativos

Expresso em termos da covariância entre os ativos, o risco de uma carteira com dois ativos pode ser expresso como:

$$\sigma_{X,Y} = \sqrt{\omega_X^2 \sigma_X^2 + \omega_Y^2 \sigma_Y^2 + 2\omega_X \omega_Y COV_{X,Y}} \quad (1)$$

Onde:

ω_X, ω_Y : peso dos ativos X e Y na carteira;

σ_X^2, σ_Y^2 : variâncias dos retornos de X e Y;

$COV_{X,Y}$: covariância entre X e Y.

Dependendo da correlação existente entre os ativos, é possível aumentar retorno ao mesmo tempo em que o risco da carteira é reduzido em função da composição da carteira.

Conceitualmente, a diversificação de ativos permite que sejam selecionados ativos com correlações perfeitamente negativas, eliminando assim todos os riscos da carteira. Na vida prática, a redução do risco limita-se até a eliminação do risco diversificável (não sistemático) de uma carteira, persistindo sempre presente à parcela do risco sistemático.

A grande contribuição do modelo de Markowitz, sem explicitar técnicas de solução, está na formulação matemática do problema na obtenção da fronteira eficiente das diversas composições possíveis de investimento, basicamente um problema de otimização cuja solução pode ser dada por técnicas de solução de otimização quadrática (BESSA, 1998; DIAS, 1999; DUNDER, 1998). Tratando o problema de n ativos temos a seguinte formulação do problema:

$$\begin{aligned} \min f(x) &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \sigma_{i,j} \\ \text{sa} \quad \sum_{i=1}^n x_i \cdot E(r_i) &= E^* \\ \sum_{i=1}^n x_i &= 1 \end{aligned} \tag{2}$$

Onde:

x_i : peso do ativo i na carteira;

$s_{i,j}$: Covariância entre os ativos i,j ;

$E(r_i)$: valor esperado do ativo i ;

E^* : dado retorno esperado.

O ponto M, destacado na curva AB, representa o menor risco da carteira (ponto de mínima variância). Ao caminhar para qualquer direção a partir desse ponto, aumenta-se o risco, podendo-se aumentar ou reduzir o retorno esperado da carteira. Investidores com nível mais alto de aversão ao risco tenderão a tomar suas decisões de investimento mais próximas do ponto M, ocorrendo o inverso com aqueles que apresentam maior indiferença ao risco. As melhores oportunidades de decisão do investidor estão localizadas sobre a curva MW que é conhecida por fronteira eficiente, conforme ilustrada na figura abaixo.

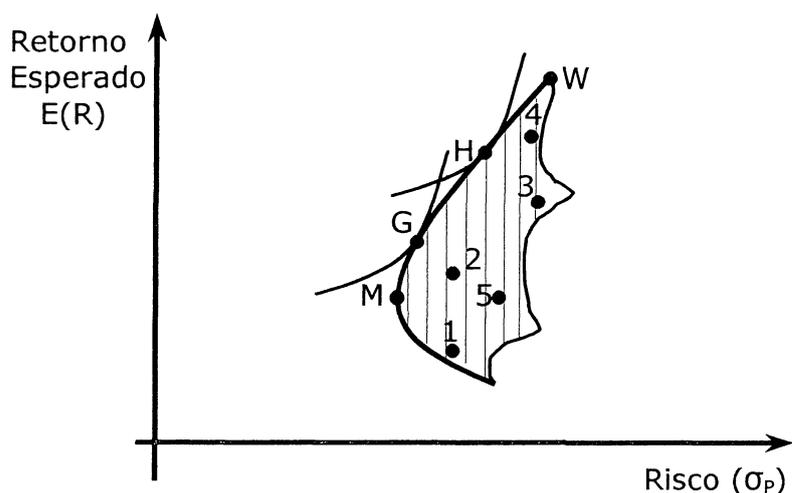


Ilustração 2 - Fronteira Eficiente de uma carteira de investimentos

A escolha da carteira mais apropriada para cada investidor é determinada, pela postura do investidor em relação ao binômio risco *versus* retorno apresentado pela avaliação dos investimentos. Em suma, caminhar na fronteira eficiente permite a seleção de uma combinação de ativos que apresenta, para cada determinado nível de retorno, o menor risco possível.

A área hachurada apresenta o conjunto de oportunidades de investimento não ótimo do ponto de vista da análise risco *versus* retorno, pois para cada um dos pontos 1, 2, 3, 4 e 5 existe uma alternativa melhor de combinação dos ativos que leve a um maior retorno para o mesmo risco, ou um menor risco para o mesmo retorno almejado.

Em suma, para cada E^* existe uma composição ótima de pesos x_i que satisfaça a condição de mínimo da função $f(x)$. Com isso, a curva MW é a curva definida por sucessivas otimizações do vetor de pesos dos ativos da carteira para cada E^* compreendido o intervalo dos pontos M e W.

2. Setor Elétrico Brasileiro

O gerenciamento de uma carteira de investimentos, ou conjunto de ativos, tem por objetivo alocar os recursos financeiros de maneira ótima selecionando as melhores alternativas de investimentos. Em geral, no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é comum a análise de projetos fundamentada nos custos do investimento aliados a uma previsão de fluxo de caixa determinístico (UMBRIA, 1999). Na realidade, a incerteza nos fluxos de caixa dos empreendimentos é muito grande para desconsiderar um enfoque probabilístico de análise (FEIL, 1999).

Apenas citando um exemplo, os fluxos de caixa dos empreendimentos do SEB sofrem grande influência das afluições das bacias hidrográficas brasileiras. As hidrelétricas sofrem influência direta da aleatoriedade das vazões (BETEGA, 1999). As térmicas sofrem influência indireta, pois a sua geração ocorre em função do despacho do sistema (RAMOS et al., 1999), que trabalha atualmente procurando minimizar o custo de geração para a sociedade (BORN e ALMEIDA, 1998; BORN e NAGAYAMA, 1996).

Atualmente, o SEB está em fase de grandes modificações, e entre elas, é a possível transição da forma de cálculo, ou precificação à vista da energia elétrica no mercado. A modificação seria que a formação de preço se daria, não mais por um modelo computacional de otimização do sistema (CEPEL, 2000), mas pela oferta de preços dos agentes geradores e oferta de redução de demanda dos consumidores, refletindo concomitantemente a disposição de produzir, por parte do gerador e de pagar, pelo consumidor. Neste sistema, a interação dos agentes estabelecerá uma série de estratégias individuais das empresas que procurarão maximizar os seus lucros (BARROSO, 2000).

Considerando a oferta de preço na formação de energia, a previsão de preços poderá ser modelada utilizando teorias Microeconômicas, com os conceitos de equilíbrio oferta e demanda, seja caracterizada por competição perfeita ou oligopólio. O equilíbrio microeconômico influenciará o sinal de preço futuro, que induzirá o investidor a ofertar uma nova unidade geradora caso este sinal se mostre atraente.

Apesar de muitas decisões estarem embasadas nestas teorias, na prática existe um período entre a decisão de ofertar e a entrada comercial da unidade. Além disso, vários outros agentes terão percepções diferentes do sinal econômico dado na data presente. Mesmo que o equilíbrio, em termos de capacidade instalada ou energia assegurada, ocorra na data de entrada comercial da unidade, existe um outro fator que influencia o equilíbrio entre a oferta e a demanda energética no SEB, o fator hidrológico.

Portanto, mesmo que o programa de expansão da oferta do SEB, seja determinativo, o fator hidrológico pode, e deve, provocar desequilíbrios entre a oferta e a demanda não gerenciável, porém previsíveis, pelos agentes.

Visto que os geradores hidrelétricos estariam mais expostos à aleatoriedade do fator hidrológico, a estruturação do SEB criou o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Resumidamente, pode ser caracterizado como um acordo entre os grandes geradores hidrelétricos, onde os geradores superavitários transferem o excesso de geração aos geradores deficitários mediante uma tarifa denominada tarifa de otimização, em geral menor que o preço do mercado à vista (BETTEGA, 2001). O MRE pode ser comparado no mercado financeiro a um contrato de *swap*.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

Não existe uma definição, consagrada internacionalmente, para pequena central hidrelétrica, também não há uma classificação por todos aceita.

Definição segundo Portaria 136/87 de 06/10/87 do extinto DNAEE: PCH é o aproveitamento hidrelétrico com potência instalada de, no máximo, 10 MW e potência máxima por unidade geradora de 5 MW.

Para efeito de classificação, e não necessariamente para fins de legislação, foram mantidas as mesmas faixas de queda consideradas pela Organização Latino Americana de Energia - OLADE, adotando-se a potência instalada como o dobro, conforme apresentada na Tabela 1 abaixo:

Classificação		Potência Instalada (KW)	Queda de Projeto (m)		
			baixa	média	alta
Micro Hidrelétrica	Central	até 100	menos de 15	15 a 50	mais de 50
Mini Hidrelétrica	Central	100 a 1000	menos de 20	20 a 100	mais de 100
Pequena Hidrelétrica	Central	1000 a 10000	menos de 25	20 a 130	mais de 130

Tabela 1 - Classificação de um aproveitamento hidrelétrico

Essa classificação de PCH no Brasil foi, oficializada através do Manual de PCH e da Portaria 109/82, de 24 de novembro de 1982, do DNAEE, órgão responsável pela aplicação da legislação relativa à energia elétrica no País e que elaborou normas específicas, simplificadas, para apresentação e aprovação de projetos de PCH.

Por fim, a Resolução 394 de 04 de Dezembro de 1998 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vem estabelecer os critérios para enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), em conformidade com o previsto no art. 4º da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998:

“Art. 2º Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², serão considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas.

Parágrafo único. A área do reservatório é delimitada pela cota d’água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos.”

Histórico das PCH's no Brasil

A geração de energia elétrica no Brasil a partir da utilização de recursos hídricos começa no ano de 1883 com a implantação da usina hidrelétrica do Ribeirão do Inferno, em Diamantina (MG), fornecendo energia para atividades de mineração (PAIXÃO, 2000). Esta usina era constituída por uma barragem de alvenaria de pedra e um pequeno canal, que proporcionavam um desnível de cinco metros, e casa de força com dois geradores de cerca de 6 kW cada um, de corrente contínua, acionados por uma roda hidráulica de madeira.

Em 1887, quatro anos após a entrada em serviço da usina do Ribeirão do Inferno, foi posta em funcionamento a hidrelétrica do Ribeirão dos Macacos, propriedade de *Compagnie des Mines d'or du Paris*, localizada em Honório Bicalho, atual município de Nova Lima (MG). Para esta usina, aproveitou-se um desnível de 40 metros, onde a força das águas movimentava uma roda de madeira que acionava dois dínamos, gerando uma potência bruta de 370 kW. A energia produzida era consumida em trabalhos de mineração, esgotamento e iluminação das galerias de exploração de ouro e nas residências dos empregados.

Pouco a pouco, as potências instaladas vão aumentando, sobrepondo às vezes em muito as necessidades do proprietário. Com isto, e vislumbrando uma maior rentabilidade do investimento da usina, o autoprodutor passa também a construir redes de distribuição e começa a fornecer eletricidade às populações das áreas onde desenvolvia suas atividades.

O ano de 1888 marca o término das experiências isoladas. Neste ano é fundada, na cidade de Juiz de Fora (MG), por iniciativa de Bernardo Mascarenhas, a Companhia de Eletricidade, a qual inaugura em 1889 a primeira usina hidrelétrica brasileira para serviços de utilidade pública, denominada de **Marmelos-Zero**.

A usina **Zero**, como ficou conhecida, foi construída a fim de fornecer eletricidade à cidade mineira de Juiz de Fora. Foram instalados dois geradores monofásicos de 125kW cada, com a tensão de 1000 volts e frequência de 60 Hz. O impulso da grande iniciativa de Bernardo Mascarenhas resulta o período decisivo de desenvolvimento de Juiz de Fora, que chegara a ser chamada *Manchester* Brasileira, pelas fábricas de tecido que nela se instalaram. A usina **Zero** funcionou até o ano de 1896, quando a barragem se rompeu dando lugar então à Usina Marmelo 1, no mesmo local, com uma potência de 1850 kW.

Entre os anos de 1880 e 1900 os serviços públicos de energia elétricas, a partir de termelétricas e hidroelétricas vão sendo instalados em várias cidades. São geralmente empreendimentos privados, nacionais ou estrangeiros, com os materiais e equipamentos importados.

A partir de 1892 a energia elétrica passa a ser mais explorada industrialmente com a implantação de pequenas usinas nos locais onde houvesse quedas d'água e nas proximidades dos centros produtores de matérias primas.

Algumas cidades ou mesmo vilas dos Estados mais desenvolvidos começam a produzir sua própria energia a partir de pequenos empreendimentos hidrelétricos. É o caso da cidade de São José do Rio Pardo (SP), que inaugura em 1897 a usina hidrelétrica Santa Alice com 420 kW de capacidade.

Em 1890, a potência instalada no Brasil é de 12085 kW (em 1994 a potência instalada no Brasil era de 54 GW, dado fornecido pelo plano decenal de 1995 a 2004), dos quais 6585 kW são provenientes de usinas térmicas e 5500 kW de usinas hidrelétricas.

A partir de 1900, o aporte de recursos para o setor elétrico torna-se mais substancial. Multiplicam-se as companhias que geram, transmitem e distribuem energia elétrica nas pequenas localidades. Tal fato contribui para uma maior divulgação dos benefícios da energia elétrica, estimulando desta forma também o autoprodutor de hidroeletricidade.

A partir da primeira década do século definem-se então três linhas distintas de atuação no setor de produção de energia elétrica: as grandes companhias concessionárias, as pequenas concessionárias e os autoprodutores.

As grandes companhias como: *Light and Power Co. (LIGHT)* e *American Foreign Power Company (ANFORP)*, no princípio controlado por capital estrangeiro e posteriormente nacionalizado, iniciam suas atividades próximas aos grandes centros de consumo. No início, procuram aproveitar os recursos hídricos disponíveis nas proximidades dos grandes centros, com implantação de usinas de porte e potência adequados à demanda energética da época, utilizando-se de equipamentos e tecnologia importadas. A usina hidrelétrica Parnaíba, rio Tietê (SP), construída e inaugurada pela *Light and Power Co.*, em 1901, marca o início das atividades das grandes concessionárias no Brasil. Sua capacidade geradora inicial foi de 2000 kW, marco excepcional para a época, atingindo 16000 kW em 1912 com sucessivas ampliações.

Com o esgotamento gradual das possibilidades de aproveitamentos próximos aos grandes centros de carga e a necessidade crescente de suprimento energético desses centros, as concessionárias tiveram ampliado as suas áreas de concessão, passando a atuar no interior dos

Estados, com projetos cada vez mais grandiosos e geração de grandes blocos de energia, justificando assim as longas distâncias de transmissão.

Nestas circunstâncias, os locais para pequenos aproveitamentos para essas concessionárias deixaram de ser interessantes. As pequenas companhias concessionárias originaram-se e desenvolveram-se nos municípios do interior, por iniciativa privada ou municipal. Os empreendimentos sempre foram compatíveis com a velocidade de crescimento, desenvolvimento econômico e disponibilidade de receitas de cada município ou região. Desta forma, a maioria dessas concessionárias, com áreas de concessão limitadas, iniciaram seus empreendimentos com pequenas usinas, de potências reduzidas e obras civis simplificadas, porém utilizando-se de tecnologia e equipamentos importados.

Com o crescimento, a partir do início do século, da hidroeletricidade, beneficiando principalmente o desenvolvimento econômico e bem-estar dos centros urbanos, muitos fazendeiros, bem como industriais proprietários de empresas isoladas, passam a gerar energia em suas próprias hidrelétricas, surgindo assim, de forma sistemática, o autoprodutor. Para tanto, utilizavam o potencial dos pequenos mananciais de suas propriedades através de micro, mini e mesmo pequenas usinas hidrelétricas. Os projetos eram, na sua maioria, de concepção simples, de pouca ou quase nenhuma sofisticação.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O Sistema Elétrico Brasileiro é despachado de forma centralizada, em função de dados de disponibilidade das unidades geradoras e aflúncias aos reservatórios, buscando a operação do sistema a custo mínimo (*tight pool*). Esta situação decorre da predominância da geração hidrelétrica no sistema elétrico brasileiro.

A aplicação do *tight pool*, pura e simples, provoca uma exposição não gerenciável para o gerador hidrelétrico, no sentido em que, sob certas condições hidrológicas, um determinado gerador seria instruído a não gerar em benefício da otimização do sistema devendo, para completar a sua produção necessária para cobrir os seus contratos bilaterais, comprar energia no mercado *spot* ao preço do MAE em vigor (BETTEGA, 1999). O preço do MAE poderá atingir valores iguais a zero, quando há vertimentos no sistema, ou valores muito altos,

quando as condições de armazenamento no sistema estiverem muito baixas, podendo conduzir a sérias dificuldades no fluxo de caixa de um gerador.

Para contornar este problema, o qual também contribuiu para o afastamento do capital privado dos empreendimentos de geração hidrelétrica, a proposta do novo modelo institucional do setor elétrico idealizou um mecanismo para administrar o risco hidrológico, garantindo que, em condições normais de operação do sistema, isto é, sem a ocorrência de racionamentos, os geradores hidrelétricos recebessem as receitas correspondentes à sua energia garantida estabelecida no contrato de concessão. Este mecanismo denomina-se Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE foi criado para mitigar os riscos individuais dos geradores hidráulicos que, devido às necessidades de otimização dos recursos energéticos do sistema interligado, são obrigados a seguir as determinações do despacho centralizado estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

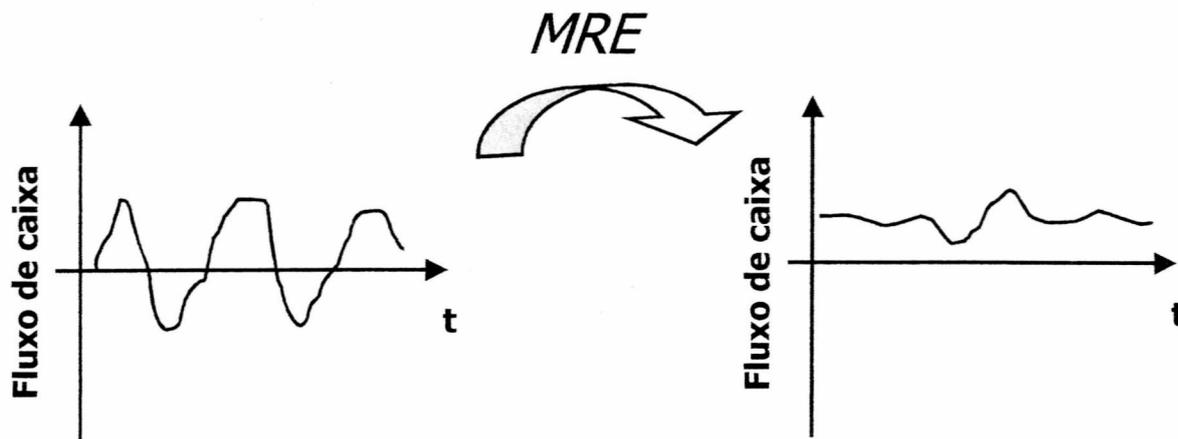


Ilustração 3 - Efeito Financeiro do Mecanismo de Realocação de Energia

O MRE é aplicável a todos os geradores hidrelétricos sujeitos ao despacho centralizado. Sua filosofia principal consiste na transferência de energia dos geradores que produziram acima da sua energia garantida para aqueles que produziram abaixo desta, independente do submercado em que se encontram localizados. Trata-se, portanto, de um mecanismo de proteção financeira em que a realocação de energia via MRE não significa transferência física de energia, mas sim o fato que o contrato de um gerador pode ser atendido pela geração de usinas pertencentes a outras empresas sem, no entanto, ficar exposto ao preço do MAE, refletindo também o

processo de otimização da operação do sistema (BETTEGA, 2001). O custo desta realocação será acordado no âmbito do MAE, devendo cobrir os custos de operação e *royalties* incidentes sobre os geradores.

A partir da publicação da Resolução 169/2001, da ANEEL, as pequenas centrais hidrelétricas conectadas ao sistema interligado e não despachadas pelo ONS também podem participar do MRE, devendo tal direito ser exercido por meio de um Agente Responsável. Neste caso, a ANEEL estabelecerá uma Energia Assegurada ao empreendimento, a qual representa o fator de participação da usina no processo de realocação e a energia máxima que poderá ser registrada em contratos bilaterais no MAE.

Outra função implícita desempenhada pelo MRE seria no sentido de que, uma vez assegurada à energia garantida da usina sob condições normais de operação, o gerador hidrelétrico ficaria indiferente às ordens de despacho estabelecidas pelo ONS, garantindo a otimização do sistema.

A aplicação do MRE compreende, em uma primeira fase, a determinação da energia garantida correspondente a cada usina hidrelétrica, a qual será registrada no MAE para fins da contabilização e liquidação da comercialização de curto prazo. Desta forma, obtém-se a energia garantida total do sistema hidrelétrico pela soma das energias garantidas das usinas hidrelétricas.

A segunda fase da aplicação do MRE terá lugar após a realização do despacho pelo ONS, sendo possível, portanto, determinar a geração efetiva de cada gerador hidrelétrico e a geração efetiva total correspondente ao sistema hidrelétrico em cada período de contabilização do MAE. Duas situações poderão, então, ocorrer: o sistema hidrelétrico está em déficit ou em superávit.

Caso o sistema hidrelétrico esteja em déficit, ou seja, sua geração efetiva total seja inferior à sua energia garantida total, a geração hidrelétrica total será alocada proporcionalmente à energia garantida de cada usina hidrelétrica. Conseqüentemente, cada gerador hidrelétrico terá direito a um montante de energia inferior à sua energia garantida e, caso seja insuficiente para honrar seus contratos bilaterais, ficará exposto ao preço do MAE em vigor para adquirir o restante. Caso contrário, o Sistema está superavitário, o excedente é rateado entre os

participantes do MRE, e este excedente denominado energia secundária, será valorada ao preço do MAE automaticamente, uma vez que a energia alocada aos geradores soma um montante superior à energia assegurada.

Sazonalidade das Bacias Hidrográficas

O Brasil, desde o início, tem utilizado a política de aproveitamento do seu grande potencial hidráulico como principal fonte de geração de energia elétrica. Mais de 90% da capacidade instalada do país provêm de usinas hidrelétricas, incorporando a parcela de Itaipu de direito do Paraguai não absorvido pelo mercado deste país e contratado pelo mercado brasileiro. O Sistema Elétrico Brasileiro é, atualmente, dividido em quatro Subsistemas Interligados, Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, sendo os dois primeiros e os dois últimos agregados nos Sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, respectivamente. Para otimizar os recursos energéticos disponíveis em diversas bacias, o sistema é operado de forma integrada, com despacho centralizado efetuado através do Operador Nacional do Sistema (ONS), com intercâmbio de grandes blocos de energia entre os quatro subsistemas. Uma visualização do sistema é apresentada na Ilustração 4 a seguir.

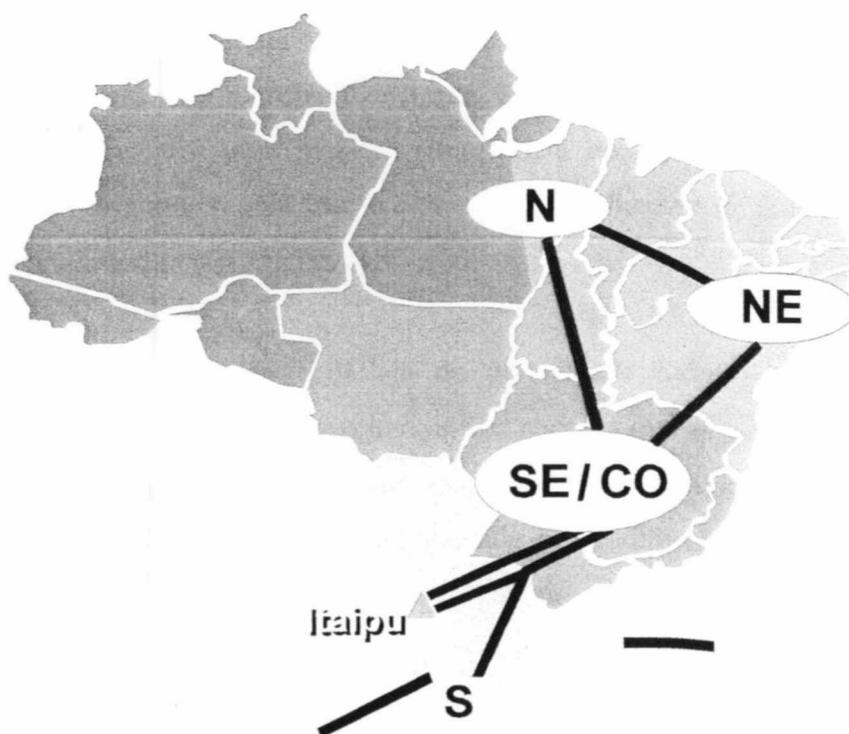


Ilustração 4 - Divisão do Sistema Elétrico Brasileiro

A operação interligada permite que o sistema como um todo aproveite os benefícios da diversidade hidrológica das bacias hidrográficas brasileiras. Resumidamente, existem ganhos energéticos significativos quando, o superávit hidráulico de uma bacia pode suprir temporariamente o déficit de uma outra bacia, quando esta passa por um período de baixa hidraulicidade. Contudo é importante entender, que este ganho referido não é em termos da geração média, mas na geração do sistema como um todo em situações críticas para uma região (FORTUNATO, 1990). Em termos gerais, a diversidade hidrológica aumenta a confiabilidade do sistema.

A maioria das bacias hidrográficas brasileiras possui uma sazonalidade marcante quando analisada em períodos intra-anuais. Uma desvantagem desta característica é que nem sempre a sazonalidade dos requisitos energéticos acompanham a sazonalidade das bacias. Porém a construção de barragens com capacidade de regularização das vazões em períodos iguais ou superiores a intra-anuais permite que o atendimento do consumo seja “moldado” ao que de fato seja requisitado.

Outra maneira mais econômica de regularização seria a operação dos aproveitamentos hidrelétricos de maneira interligada, aproveitando-se das diferentes sazonalidades das bacias brasileiras. De uma maneira simplista, a operação otimizada das características sazonais permitiria uma regularização com efeito semelhante à de uma construção de uma barragem de regularização (GCOI,1998).

A consideração do benefício da diversidade hidrológica permite que as usinas sejam dimensionadas para aproveitar vazões maiores que as vazões firmes, pelo aproveitamento da diferença de sazonalidade, nos períodos de boa hidrologia, gerando o máximo possível para o suprimento de seus contratos, e ainda o atendimento de regiões deficitárias ou permitir a recuperação dos reservatórios do sistema, assim como receber geração de outras regiões quando a situação hidrológica se inverte.

Porém para isso é necessário que exista uma eficiente rede de transmissão que permita estas trocas energéticas. Além do intercâmbio energético entre as bacias, grandes reservatórios de acumulação e complementação térmica auxiliam na confiabilidade do sistema.

Para se entender estes aspectos de diversidade hidrológica, o Brasil possui oito grandes bacias hidrográficas, Ilustração 5, e cada uma possui no mínimo uma característica marcante na variação das vazões intra-anuais, ou sazonalidades.

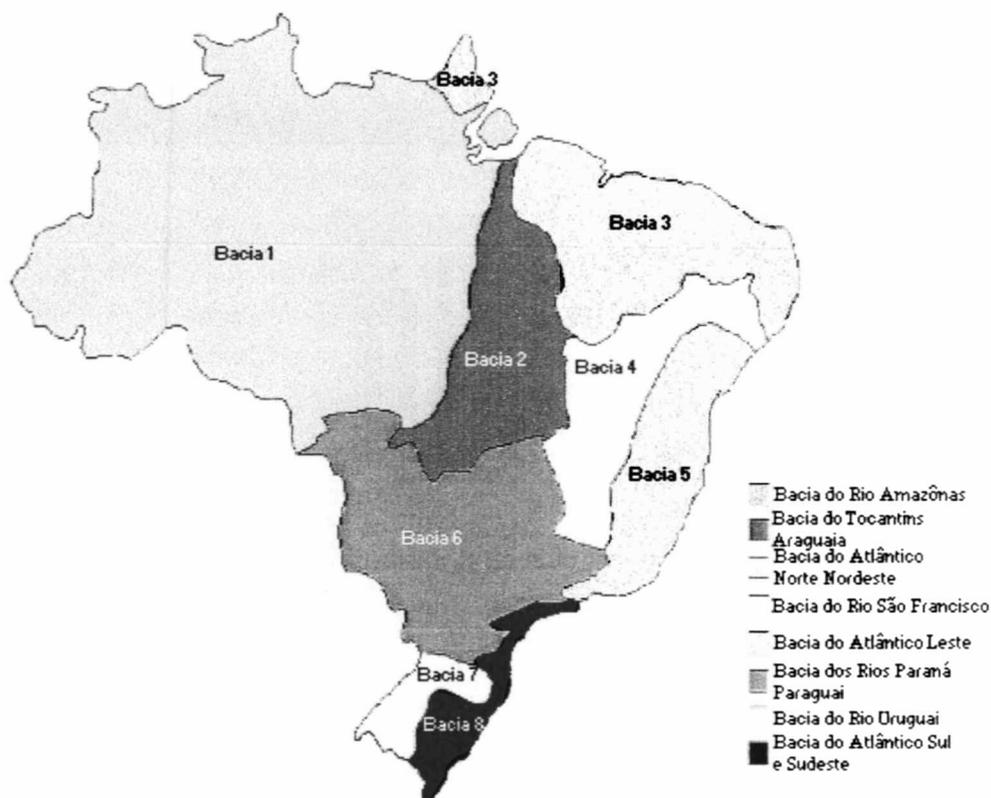


Ilustração 5 - Grandes Bacias Brasileiras

Uma grande desvantagem dos aproveitamentos hidrelétricos é que eles nem sempre estão localizados nos grandes centros de carga, e isto acontece no Brasil. Portanto, seu baixo custo operativo e grande flexibilidade de modulação da geração, são penalizados pelo alto custo de extensas redes de transmissão que transportam a energia elétrica das usinas para os centros de carga.

As figuras a seguir apresentam as diferentes sazonalidades das bacias hidrográficas brasileiras, os gráficos apresentam as médias mensais dos postos fluviométricos das bacias referentes ao período de 1931 a 1994 e divididos pela média de longo termo para caracterizar as variações sazonais das vazões.

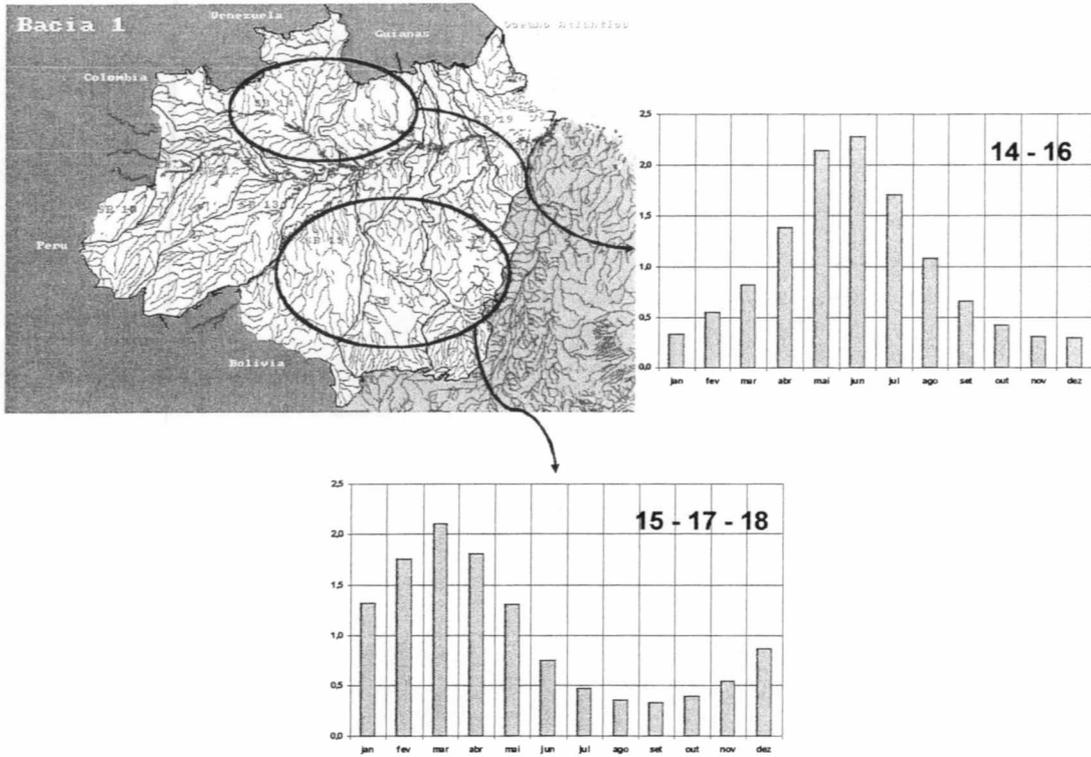


Ilustração 6 - Sazonalidade Característica da Bacia do Amazonas (1)

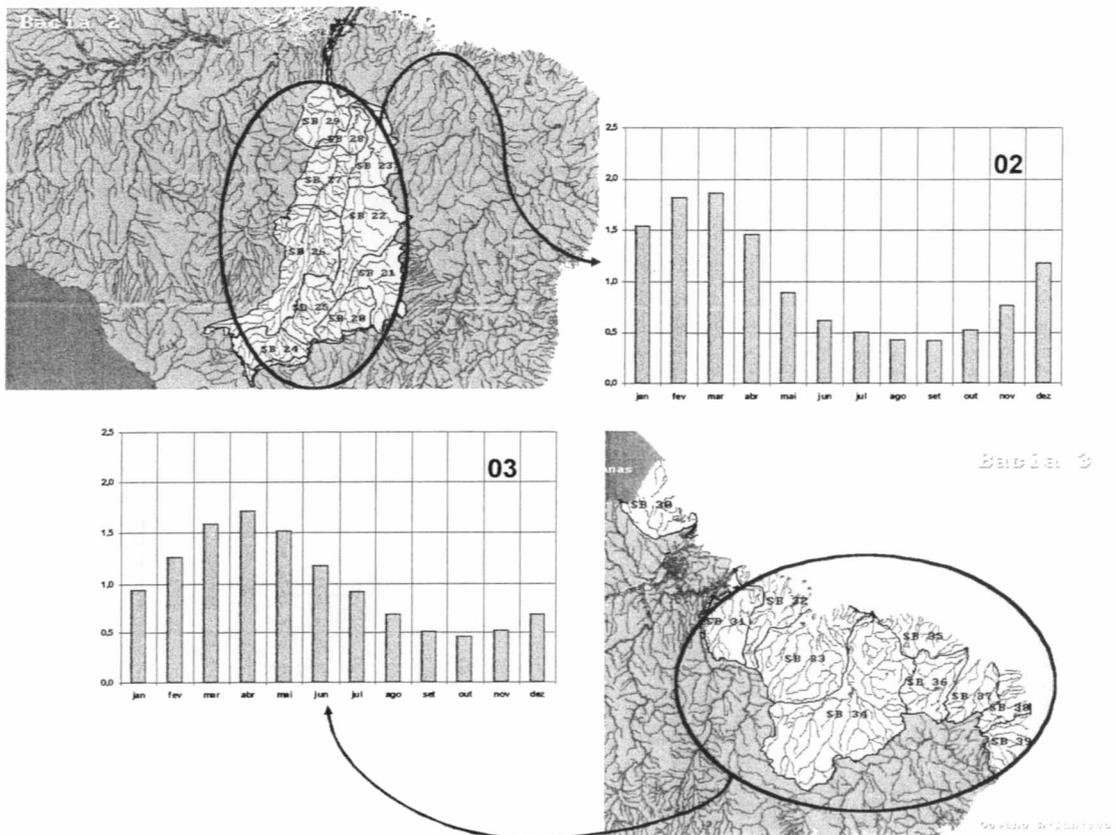


Ilustração 7 - Sazonalidade Característica das Bacias do Tocantins-Araguaia (2) e Atlântico Norte Nordeste (3)

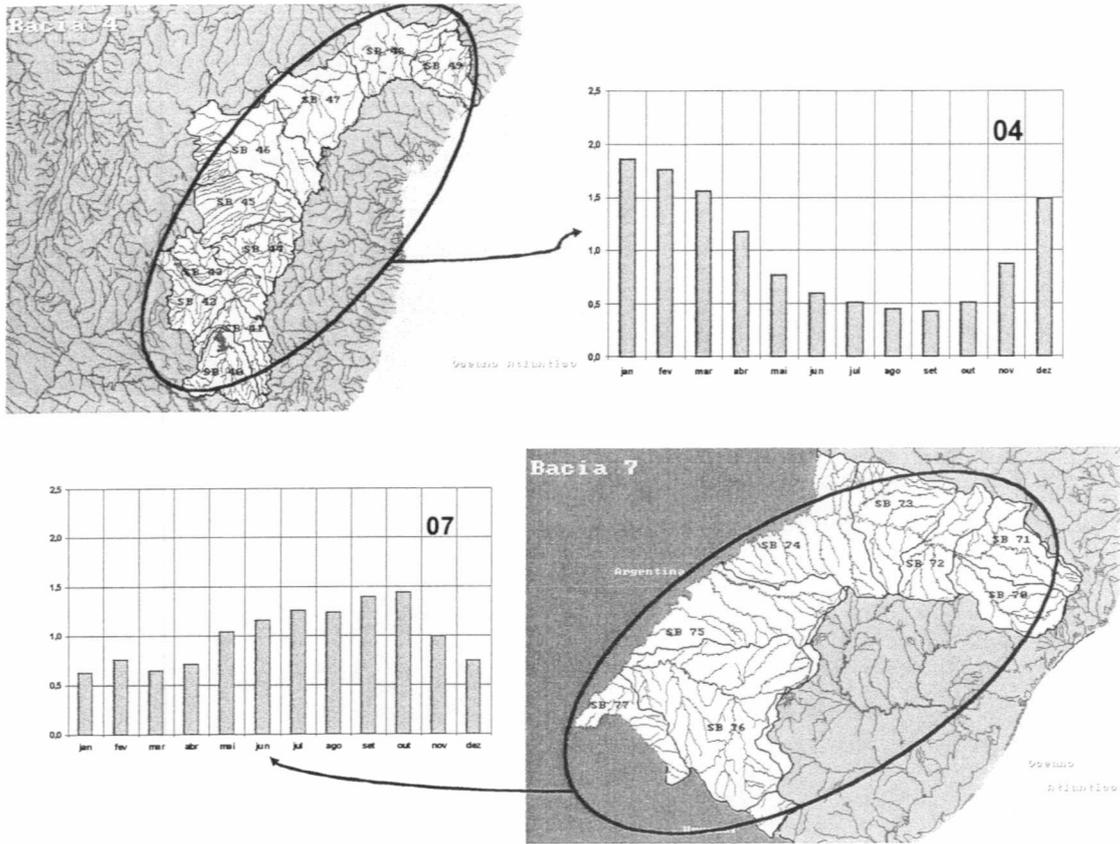


Ilustração 8 - Sazonalidade Característica das Bacias do São Francisco (4) e do Uruguai (7)

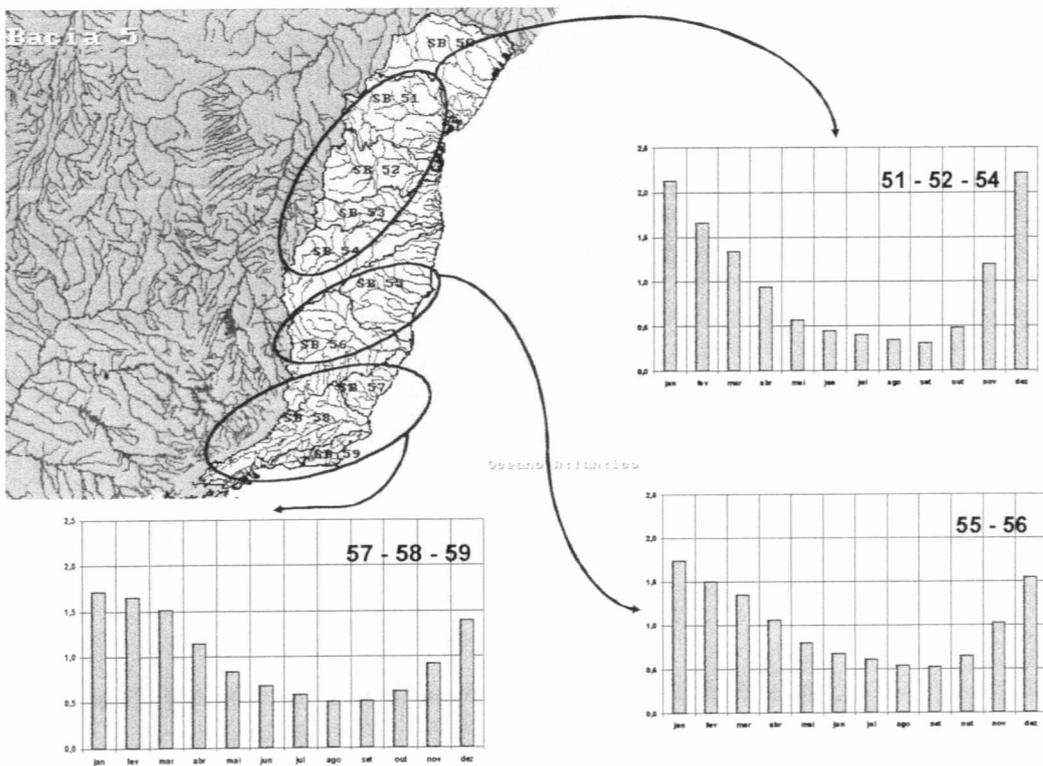


Ilustração 9 - Sazonalidade Característica da Bacia do Atlântico Leste (5)

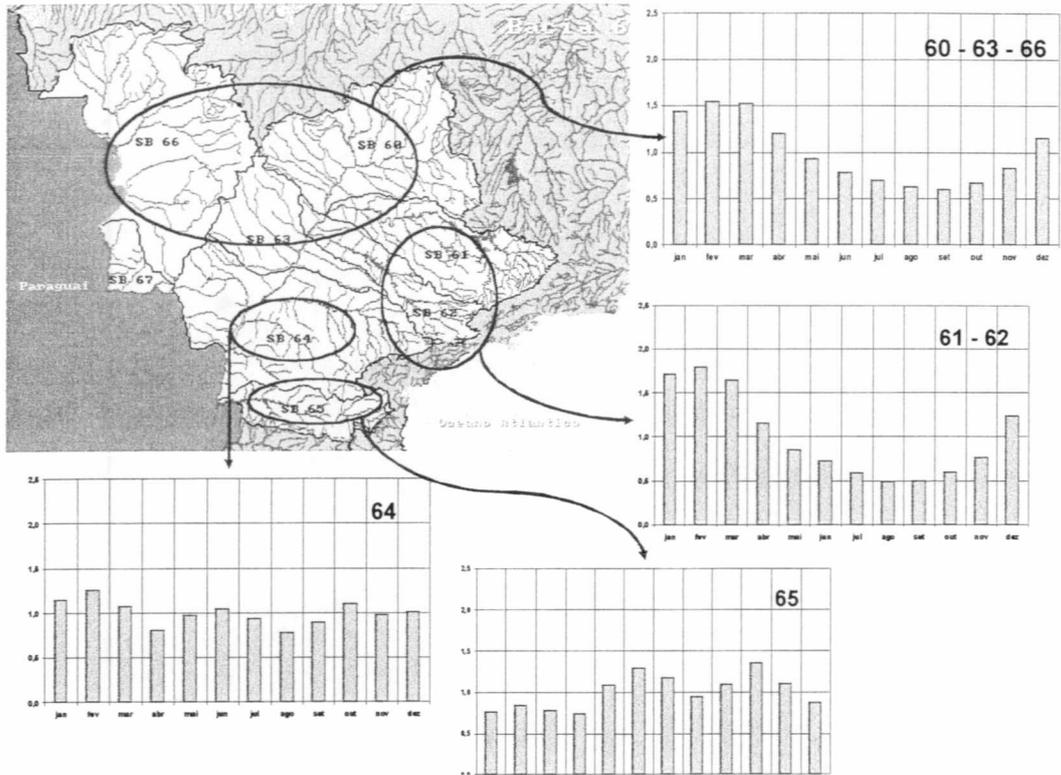


Ilustração 10 - Sazonalidade Característica da Bacia do Paraná-Paraguai (6)

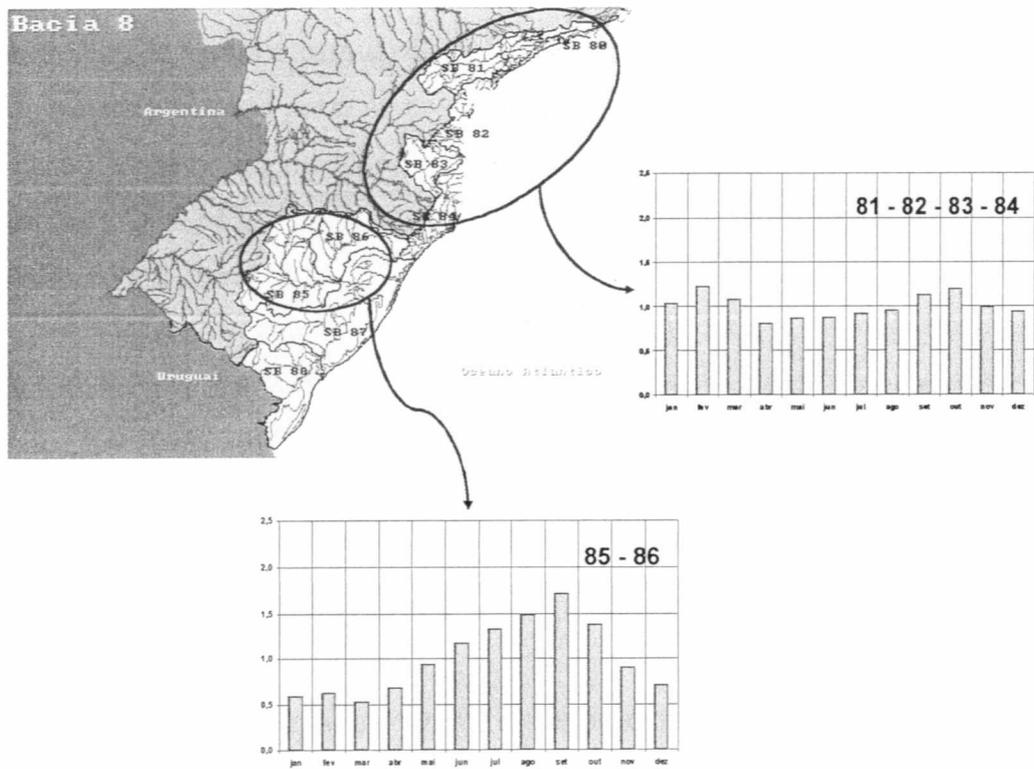


Ilustração 11 - Sazonalidade Característica da Bacia do Atlântico Sul Sudeste

O Operador Nacional do Sistema (ONS) tem a função de otimizar o Sistema Elétrico Brasileiro da melhor forma possível para o atendimento dos consumidores, de acordo com a disponibilidade da capacidade instalada existente no país.

No contexto econômico de um investidor, a composição mais atrativa seria aquela que lhe auferisse o melhor retorno com o menor risco. A grande vantagem de uma PCH, neste sentido, está na possibilidade desta fonte de geração não ser obrigada, nem proibida, de participar do MRE. Portanto, um investidor poderia formar uma carteira de empreendimentos de PCH mais eficiente economicamente do que o conjunto de usinas despachadas centralizadamente, formando um mini-MRE, com o objetivo de maximizar o retorno do investidor e não a disponibilidade energética.

A Comercialização de Energia

Em termos financeiros, a principal preocupação na comercialização de energia elétrica refere-se ao seu fluxo de caixa, influenciado pelos preços de mercado, tanto de compra como de venda de energia. Em um sistema hidrotérmico, com predominância absoluta de usinas hidrelétricas, como o caso do Sistema Elétrico Brasileiro, podem ocorrer variações no preço de mercado de curto prazo muito grandes dentro de um ano, isto devido à forte sazonalidade e aleatoriedade no regime hidrológico das grandes bacias hidrográficas brasileiras e baixo fator de capacidade, que permite a produção de energia acima da necessidade de atendimento do mercado em situações de hidrologia favorável.

Verificando o histórico dos custos marginais de operação do sistema, observa-se uma forte persistência em valores de custos operacionais baixos e uma pequena frequência de valores extremamente altos. Como consequência disto, a análise fundamentada em valores médios de preços de curto prazo pode mascarar situações de extremos que ao mesmo tempo podem auferir ganhos muito acima do esperado como perdas que provoquem a falência da empresa.

BETTEGA (1999) apresenta, em sua dissertação de mestrado, a volatilidade do fluxo de caixa de um empreendedor consequente da volatilidade da disponibilidade energética período a período. Neste estudo, os resultados mostram que não só por conta da aleatoriedade da geração, mas os preços de curto prazo provocam uma volatilidade no fluxo de caixa do projeto que pode comprometer a viabilidade do projeto.

A formação do fluxo de caixa de um empreendimento de geração compõe-se basicamente da receita proveniente da venda da energia, da despesa de operação e manutenção da energia gerada, custos de financiamento do investimento, pagamento de encargos do sistema elétrico, pagamento de tributos, custos de transporte e perdas consideradas como custo adicional de compra.

A carga tributária no Brasil provoca ônus significativos nos resultados das operações comerciais e financeiras na comercialização de energia elétrica. Além dos tributos comuns a qualquer empresa, existem também encargos setoriais, CARNEIRO (2001). No caso de operacionalização de um plano de comercialização, identifica-se a incidência de 6 tributos, conforme a Tabela 2.

<i>Tributo</i>	<i>Alíquota (%)</i>	<i>Incidência</i>
PIS	0,65	Sobre o faturamento
COFINS	3,00	Sobre o faturamento
Taxa da ANEEL	0,50	Sobre o faturamento
CPMF	0,38	Em qualquer pagamento
CSLL	9,00	Receita líquida, mensal
IRPJ	25,00	Receita líquida, mensal

Tabela 2 - Tributos Incidentes na Comercialização de Energia

Observa-se que os tributos podem ser diferenciados de acordo com sua incidência, da seguinte forma:

- Incidentes sobre as Despesas com o Gerador;
- Incidentes sobre a Venda no Mercado de Curto Prazo (spot);
- Incidentes sobre Aplicações Financeiras;
- Incidentes sobre a Receita Líquida;
- Incidentes sobre Operações Financeiras.

Uma estimativa da receita líquida mensal esperada ao longo do período de estudo, apesar de ser uma boa ferramenta de análise, fornece apenas um sinal qualitativo da análise financeira do projeto, pois as séries que apresentam uma receita negativa podem ser antecedidas por

receitas positivas que ao longo do período cubram estes desembolsos. Em compensação, o contrário também é válido. Além disso, sucessivos resultados desfavoráveis poderiam comprometer financeiramente os agentes que estiverem assumindo este risco.

Na avaliação da estratégia de comercialização, pode ser aplicada uma metodologia de fluxo de caixa acumulado, denominada reserva financeira, apresentada como probabilidade de ocorrência de acordo com os diversos cenários de preço spot e a geração da usina. Ao contrário da hipótese de apropriação de uma energia flat, onde praticamente só haveria venda da energia, seja em contratos bilaterais ou automaticamente no mercado de curto prazo, neste caso haveria uma constante operação no mercado spot, tanto de compra como de venda caso se deseje transformar esta energia em um bloco *flat*.

A evolução deste fluxo de caixa é o resultado da receita líquida mensal acumulada ao longo do período. O modelo proposto por KUWABARA (2001), prevê a simulação financeira do fluxo de caixa acumulado considerando, além da operação de compra e venda de energia, a incidência de tributos e impostos, desembolsos periódicos e taxas de juros de aplicação e captação, no caso de empréstimo para cobrir um déficit de caixa. Em síntese, a simulação consiste em resolver a seguinte equação recursiva:

$$\text{Reserva}_{\text{mês atual}} = \text{Reserva}_{\text{mês anterior}} + \text{Fluxo de Caixa}_{\text{mês atual}} \quad (3)$$

O fluxo de caixa adequado ao caso de comercialização, considerando a operação de compra e de venda de contratos de energia, é dado pela seguinte equação:

$$\text{FLC}_t = \text{PV} * \text{EC} + (\text{GER}_t * (1 - \text{perdas}) - \text{EC}) * \text{SPOT}_t - \text{PC} * \text{GER}_t \pm \text{Operação Financeira}_{t-1} - \text{Tributos}_t - \text{Encargos}_t + \text{Margem de Risco} \quad (4)$$

Onde:

FLC_t: Fluxo de Caixa no mês t;

PV: Preço de Venda Médio da Energia em Contatos Bilaterais;

EC: Montante de Energia Contratada;

GER_t: Energia Gerada no mês t;

Perdas: Perda Percentual de Energia até o Ponto de Referência do Sistema;

SPOT_t: Preço do Mercado de Curto Prazo no mês t;

PC: Custos de Geração de Energia.

O fluxo de Caixa considera as operações financeiras, aplicação ou captação de recursos, conforme o estado da reserva financeira do mês anterior, podendo ser aplicadas taxas de desconto diferenciadas. Considera tributos incidentes sobre o faturamento, resultado líquido e saídas de caixa.

3. Análise de Risco

Uma metodologia amplamente utilizada no mercado financeiro para avaliação de risco é a análise das exposições baseada no conceito de Valor em Risco, *Value at Risk* (VaR). Presentemente este é o modelo mais difundido e utilizado pelos analistas de instituições financeiras na mensuração de riscos.

O conceito do VaR engloba basicamente três fatores, tempo, probabilidade e exposição. Em geral, o analista de risco deve averiguar qual seria o montante de sua exposição financeira em um dado período de tempo, assumindo um certo intervalo de confiança. Atualmente existem diferentes abordagens de determinação do VaR. O modelo básico pressupõe o ajuste a uma distribuição normal, porém dificilmente se encontram distribuições que sejam aderentes à curva de Gauss. Diante disto, propõe-se estudo de outros métodos de mensuração de risco, modelos não paramétricos, modelos que incorporem a assimetria e curtose da amostra, entre outros.

Com a liberalização do mercado de energia elétrica, espera-se o surgimento de um mercado de contratos futuros, que permitirá a criação de instrumentos de gerenciamento de riscos na comercialização de energia, tratando os riscos do Setor Elétrico Brasileiro de forma semelhante ao tratamento dos riscos nos mercados financeiros e transação com *commodities*.

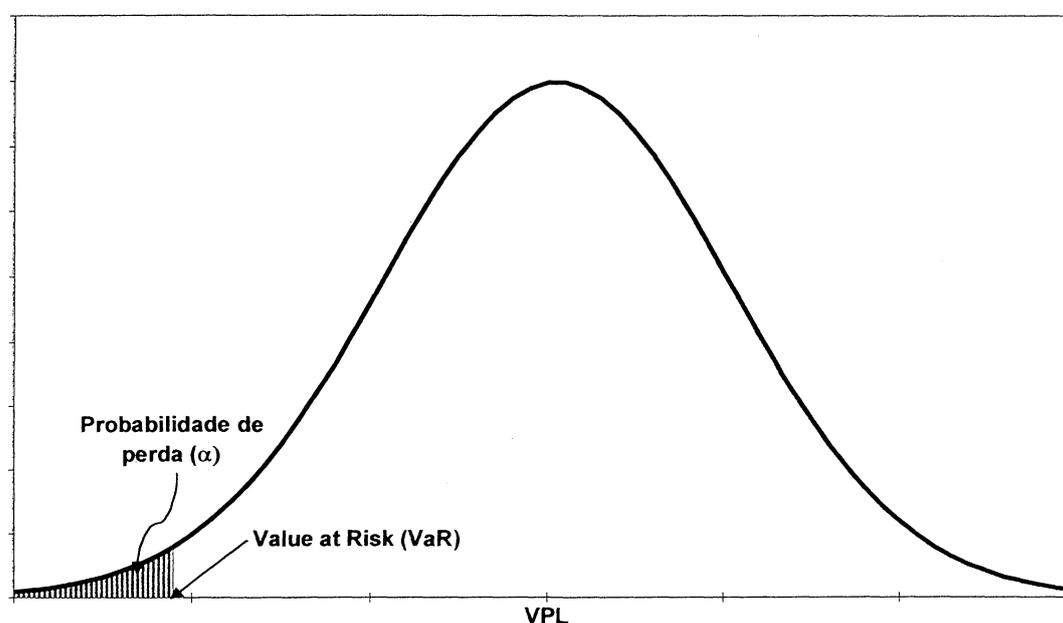


Ilustração 12 - Conceito de Valor em Risco (VaR)

O conceito de Valor em Risco (VaR, *Value at Risk*) foi criado na década de 80, como uma iniciativa dos grandes bancos americanos no intuito de padronizar uma maneira de quantificar seus riscos, pois até então as análises eram feitas de forma muito subjetivas (JORION, 1998).

A definição de VaR pode ser dada como a representação, em um único parâmetro, do valor da máxima perda prevista, adotando um intervalo de confiança em um certo período de tempo (HULL, 1996).

Sobre o ponto de vista estatístico, os métodos de determinação do VaR podem ser classificados em duas categorias, métodos paramétricos e não-paramétricos. Os do primeiro tipo adotam o ajuste da variável aleatória, em geral o retorno, a uma função de distribuição de probabilidade.

O grande problema desta abordagem é que a estimação dos parâmetros tende, em seus resultados, subestimar a probabilidade de ocorrência de valores extremos, quando a principal preocupação na análise de risco está enfatizada na ocorrência destes eventos, ou seja, os eventos localizados nas caudas da distribuição, principalmente quando o emprego das distribuições é mal aplicado.

As do segundo tipo são apresentadas por diversos autores como os métodos via simulação do histórico de retorno, ou a simulação através de cenários e geração de séries sintéticas.

Muitos modelos de análise de risco adotam a hipótese simplista de normalidade da distribuição dos retornos, pois, uma vez determinada a função de distribuição de probabilidade da variável de risco analisada, os métodos paramétricos se tornam operacionalmente muito fáceis de serem utilizados. Porém, o problema é justamente determinar qual a função mais adequada, Ilustração 13.

Dois características muito freqüentes nas distribuições de retorno impedem a consideração da adoção da distribuição gaussiana, uma é a presença de uma assimetria que não pode ser negligenciada estatisticamente na maioria de casos de análise de risco de mercado (PEIRÓ, 1999). Porém a assimetria não causa muitas dificuldades na modelagem paramétrica. A

consideração de uma distribuição log-normal pode melhorar o ajuste a uma distribuição teórica.

Outro problema no ajuste da distribuição é a leptocurtose nas distribuições, *fat-tailed*, o que significa que a distribuição tem uma cauda mais espessa que a distribuição normal, eventos extremos ocorrem com uma frequência maior do que o previsto pelo modelo gaussiano. Atualmente, o tratamento mais adequado da leptocurtose é o grande desafio de pesquisadores de diversas áreas de pesquisa e muito estudado na área financeira, ainda é um problema em aberto.

Na procura de uma boa estimativa do VaR, alguns artifícios da representação da leptocurtose tem sido adotadas, em geral métodos de simulação que incorporam eventos extremos conhecido como o *stress testing* (RISKMETRICS, 1999; MCNEIL, 1997; LONGIN, 2000, HUA e WILMOTT, 1996). Porém estes métodos são complexos e nem sempre fornecem resultados coerentes ou satisfatórios, e a complexidade inerente a estes métodos dificulta a sua assimilação.

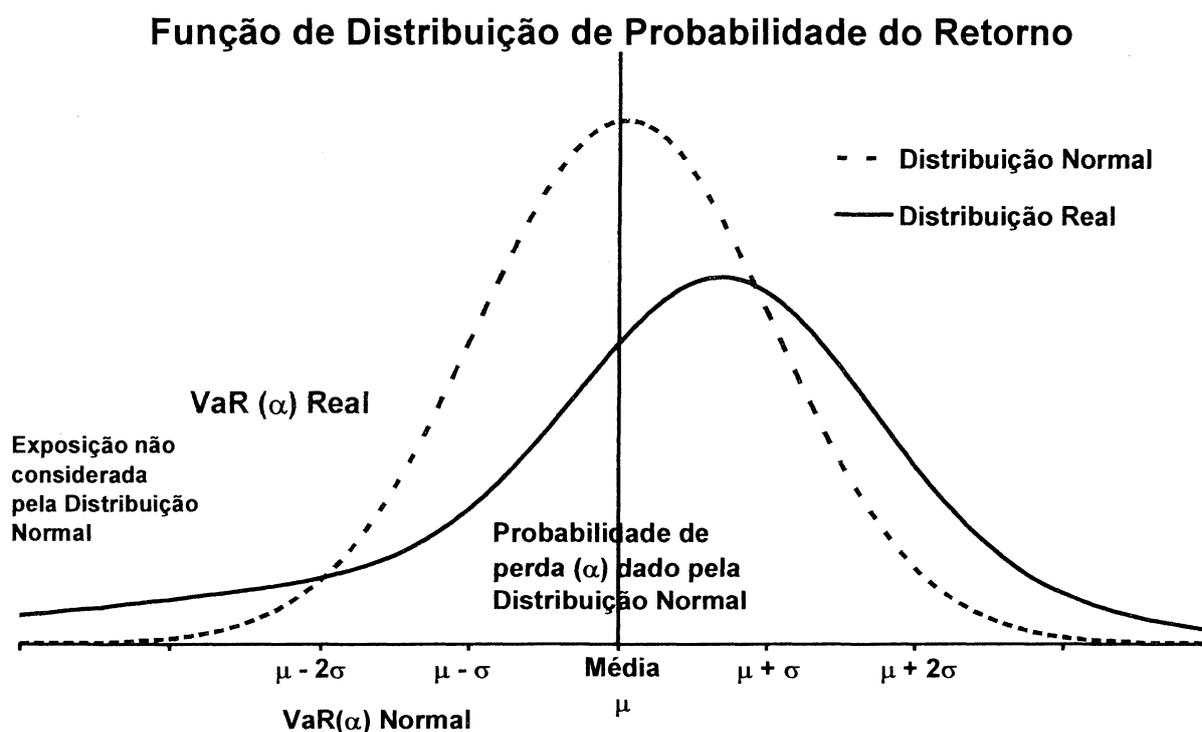


Ilustração 13 - Distorção entre o risco teórico e o risco real

4. Estudo de Caso

O trabalho propõe analisar a viabilidade de utilizar o Critério de Média-Variância, base de Teoria Moderna de Carteiras na composição de um portfólio de empreendimentos hidrelétricos.

A vantagem de uma PCH, neste sentido, está na possibilidade desta fonte de geração poder operar independente do despacho centralizado. Portando, um investidor poderia formar uma carteira de empreendimentos de PCH de modo mais eficiente economicamente do que o conjunto de usinas despachadas centralizadamente. Poderia, com isto, formar uma espécie de mini-MRE, com o objetivo de maximizar o retorno do investidor e não a disponibilidade energética.

Séries de Geração das Usinas

Para o estudo foi considerado o histórico de postos fluviométricos das oito principais bacias hidrográficas brasileiras. É importante notar que, muito dos postos que caracterizariam uma PCH possui histórico de vazões muito curto, menos de 30 anos de observações, e provavelmente com dados não confiáveis.

Como o objetivo é analisar o efeito da diversidade hidrológica em uma carteira de empreendimentos, utilizou-se dados de 52 postos com históricos mais longos e trabalhou-se com uma série modificada, a série de vazões originais dos postos divididos pela média de longo termo (MLT) respectiva de cada posto fluviométrico. Assim, trabalha-se com séries de média unitária e desvio padrão igual ao coeficiente de variação (CV) de cada posto.

Posto	Média	Desvio	CV
14660000	286,5	181,7	0,634
15459080	354,7	290,0	0,818
16149080	603,6	505,3	0,837
17150500	290,7	221,8	0,763
18449080	3312,4	2530,7	0,764
20020001	32,9	26,9	0,818
21050080	903,3	807,7	0,894
22041080	1750,6	1602,5	0,915
23700080	4347,0	3565,8	0,820
24195080	281,0	223,1	0,794
26072000	14,8	7,1	0,482

29064080	147,7	173,6	1,175
30400080	950,2	688,8	0,725
34655080	557,9	347,9	0,624
40151000	35,4	26,0	0,736
41600080	115,4	101,3	0,877
42459080	53,1	38,3	0,721
43670000	100,7	95,3	0,946
44350080	2106,4	1830,3	0,869
45500000	32,6	6,4	0,196
46455000	47,0	9,9	0,211
47750080	2792,8	2033,8	0,728
48698900	2811,2	2052,9	0,730
49208080	2840,8	2088,7	0,735
51490080	109,3	170,1	1,556
52568080	35,9	79,4	2,211
54040080	109,1	127,5	1,168
55509000	52,5	39,7	0,756
56230080	8,5	5,4	0,635
57545000	8,8	5,3	0,606
58318080	297,9	173,1	0,581
59308200	5,6	4,5	0,814
60016080	177,9	144,8	0,814
61065080	136,1	84,0	0,618
62900080	765,8	474,1	0,619
63001100	73,1	19,9	0,272
64220200	219,9	135,7	0,617
65815010	57,0	44,5	0,780
66099000	72,9	32,0	0,439
70150080	53,8	48,1	0,893
71810080	256,7	191,3	0,745
72690081	727,6	620,4	0,853
73580080	47,1	37,0	0,786
74330010	1729,8	1439,4	0,832
75550180	2858,0	2458,0	0,860
77170080	4272,6	3449,4	0,807
81190000	116,0	55,8	0,481
82280000	4,5	1,9	0,423
83030000	2,3	2,1	0,925
84590000	11,7	5,6	0,474
85365000	253,2	208,4	0,823
86235000	110,2	90,0	0,817

Tabela 3 - Postos Fluviométricos utilizados no estudo

Além da modificação das séries pela divisão das respectivas MLT, considerou-se para todas as séries um fator de produtividade unitário, transformando as séries de vazões em séries de geração hidráulica, e uma potência infinita, ou seja, a série de geração não está truncada na potência máxima disponível da usina.

Fluxo de Caixa dos Empreendimentos

A composição do fluxo de caixa dos empreendimentos considera as operações comerciais após a entrada operacional das usinas, ou seja, os custos de investimento, financiamento da construção, neste estudo são encarados como obrigações do investidor, sendo considerado como um custo mensal a ser pago em conjunto com os demais custos operacionais, custo de transporte, perdas elétricas, operação e manutenção da usina.

As receitas consideradas no estudo provêm de duas formas, um contrato bilateral de venda de energia, montante flat ao longo do ano, independente da variação sazonal da energia gerada. Todas as variações em torno do contratado serão valoradas ao preço de mercado de curto prazo (*spot*). Neste caso, o gerador deverá estar comprando ou vendendo energia no mercado, em momentos não simultâneos.

Para atender ao requisito do contrato, quando a geração for insuficiente para o atendimento o gerador está comprando energia. No caso oposto, o gerador estará vendendo energia no mercado de curto prazo quando a geração for maior que o atendimento do contrato. Na realidade, serão raras as situações que a geração da usina individualmente ou do conjunto da carteira esteja gerando a quantidade exata do contrato de venda.

Para os contratos bilaterais de fornecimento de energia ficou estabelecido um valor de R\$85,00/MWh, o que corresponde a cerca de 85% do Valor Normativo de empreendimentos competitivos (VN) em janeiro de 2003. Já para os valores de preços de mercado de curto prazo obteve-se via simulação do Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes (NEWAVE), utilizando a simulação da série histórica com o mesmo período do histórico dos dados dos postos analisados.

O cenário considerado nos estudos consiste na expansão adotada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na elaboração do “Programa Mensal de Operação”, previsão para o mês de janeiro de 2003 o qual incorpora as diretrizes definidas na Resolução No. 109, de 24 de janeiro de 2002, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

O modelo matemático para avaliação dos resultados é uma adaptação do modelo proposto por KUWABARA (2001) para ser adequado a um fluxo de caixa de um empreendimento de geração dado pelas equações a seguir:

$$\text{Reserva}_{\text{mês atual}} = \text{Reserva}_{\text{mês anterior}} + \text{Fluxo de Caixa}_{\text{mês atual}} \quad (5)$$

O fluxo de caixa adequado ao caso de comercialização, considerando a operação de venda de energia de uma usina, é dado pela seguinte equação:

$$FLC_t = PV*EC + (GER_t - EC)*SPOT_t - CC*EC \pm OpF_{t-1} - TB_t \quad (6)$$

Onde:

FLC_t : Fluxo de Caixa no mês t ;

PV : Preço de Venda Médio da Energia em Contatos Bilaterais;

EC : Montante de Energia Contratada;

TB_t : Tributos incidentes no mês t ;

OpF_{t-1} : Operação Financeira do Fluxo de Caixa Acumulado no mês anterior;

GER_t : Energia Gerada no mês t ;

$SPOT_t$: Preço do Mercado de Curto Prazo no mês t ;

CC : Custos dos Empreendimentos.

O horizonte de análise visa abranger cinco anos à frente desde jan/2003 a dez/2007. Para uma análise mais longa, careceria da adoção de cenários pouco confiáveis de crescimento da demanda, e do cronograma de expansão do parque gerador, além do efeito da taxa de juros dar pouco peso em resultados de horizontes muito longos.

A adoção de um horizonte de análise pequeno, em se tratando de análise de viabilidade de empreendimentos hidrelétricos, não permitiria um estudo considerando todos os elementos do fluxo de caixa de um projeto hidrelétrico, pois o tempo de retorno destes projetos tende a ser muito longos.

Assim, como simplificação, adotou-se a hipótese de que os custos totais da venda de energia em contratos bilaterais seria em torno de 85% do valor do contrato de energia, o que daria uma margem de 17,5% sobre as obrigações financeiras do investidor. Trabalhos mais detalhados já foram efetuados, SILVEIRA (2001), apresentou uma análise mais minuciosa do fluxo de caixa de um empreendimento hidrelétrico, considerando diversas condições de financiamento, níveis diferentes de contratação e contratos de opções.

Apesar de existir a possibilidade do cálculo da fronteira eficiente, bastando utilizar uma ferramenta de otimização, o principal intuito do estudo é obter uma sensibilidade do critério média-variância, via simulação do fluxo de caixa de diversas combinações de usinas na formação de uma carteira de investimentos.

Em geral, um investidor estaria decidindo em investir ou não em uma ou mais usinas. Sob esta hipótese, estaria sendo configurado um problema de programação inteira, necessitando algoritmos mais específicos na solução do problema. Também, existe a possibilidade de se investir em participações de usinas, mas o conjunto de oportunidades desta característica em geral é muito limitado.

5. Apresentação dos Resultados

Os resultados do estudo estarão sendo apresentados sob a forma mais comum das análises de risco e retorno, ou seja, em termos da média e do desvio padrão dos retornos. Uma breve consideração será feita a respeito da adequação da utilização do desvio padrão como parâmetro de risco, uma avaliação mais aprofundada deveria ser objeto de um trabalho exclusivo, e será mencionado como uma recomendação para estudos futuros.

Primeiramente, a análise foi efetuada para os empreendimentos isoladamente, neste caso, observou-se a viabilidade individual de cada usina. Ao mesmo tempo, como referência, comparou-se o desempenho de uma carteira composta por todas as 52 usinas do estudo. Os resultados apresentados na Ilustração 14, representam as expectativas de retorno de cada usina em por MW_{médio} contratado em um horizonte de 5 anos.

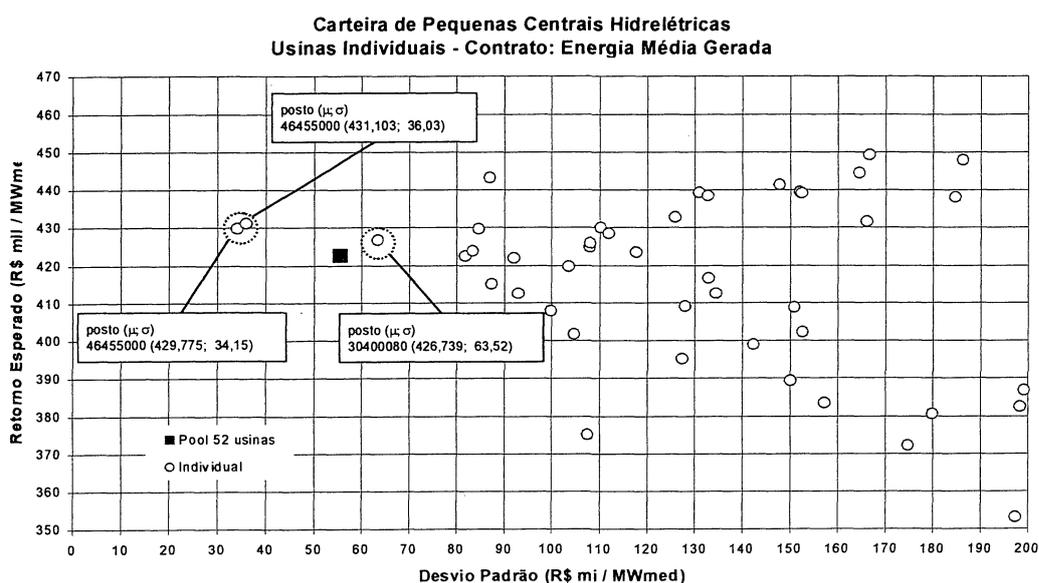


Ilustração 14 - Risco versus Retorno Individual das usinas

Os empreendimentos mais competitivos apresentam retorno na faixa de R\$420mil/MWmed, considerando um custo de instalação na faixa de R\$5000mil/MW, isto representaria cerca de 8% do valor investido em cinco anos, líquido pós-impostos, porém em termos esperados.

Considerando os postos que apresentam os menores desvios padrões como referência e, conceitualmente, os menores riscos, os postos 46455000, 46455000 e 30400080 apresentam retornos esperados bem parecidos, na faixa de R\$425mil/MWmed, e desvio padrão na faixa de R\$34-63mil/MWmed. A pergunta que precisa ser feita é: se o investidor tiver interesse e disponibilidade de aplicar os seus recursos em 3 usinas, qual seria a melhor combinação? Se as usinas apresentassem fluxos de caixa independentes umas das outras sim, porém esta pode ser uma situação que não ocorra. E caso a disponibilidade fosse para apenas dois empreendimentos?

A combinação de 52 usinas duas a duas daria um total de 1326 pares. Para facilitar a apresentação dos resultados foram limitados os valores de desvio padrão até o valor de R\$80mil/MWmed. Esta filtragem resulta em 542 combinações que atendam a condição de limite do desvio padrão, Ilustração 15.

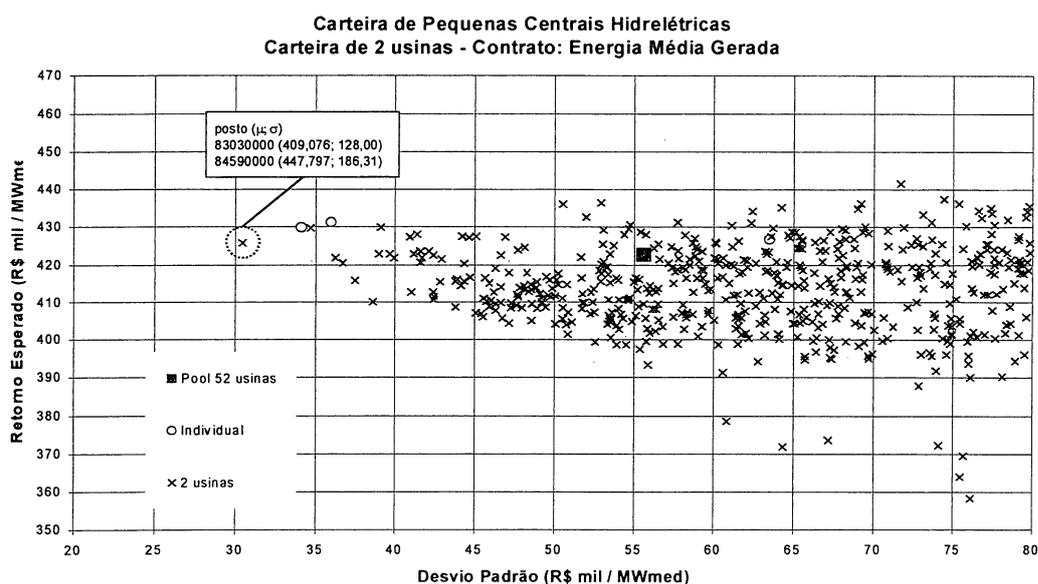


Ilustração 15 - Risco versus Retorno de carteiras de duas usinas

Assim, conforme o observado, caso o investidor tenha interesse em construir duas usinas a melhor opção seria abandonar a Bacia do Atlântico Leste e partir para a Bacia do Atlântico Sul-Sudeste, e os postos escolhidos seriam os 83030000 e 84590000. Veja que os desvios padrões individuais para cada empreendimento eram R\$128,00mil/MWmed e

R\$186,31mil/MWmed respectivamente, que em conjunto têm um desvio de R\$30,47mil/MWmed.

Para se ter uma idéia, a composição dos melhores empreendimentos individuais, postos 46455000 e 46455000, foi eliminada pelo critério do limite do desvio padrão. Assim, conclui-se que esta composição mais que soma os riscos individuais de cada usina, indicando que possuam correlação positiva.

O mesmo pode ser feito para uma combinação de 3 usinas. Neste caso seriam 22100 trios possíveis, neste caso limitaram-se concomitantemente os desvios acima de R\$60mil/MWmed e os retornos esperados abaixo de R\$410mil/MWmed, Ilustração 16.

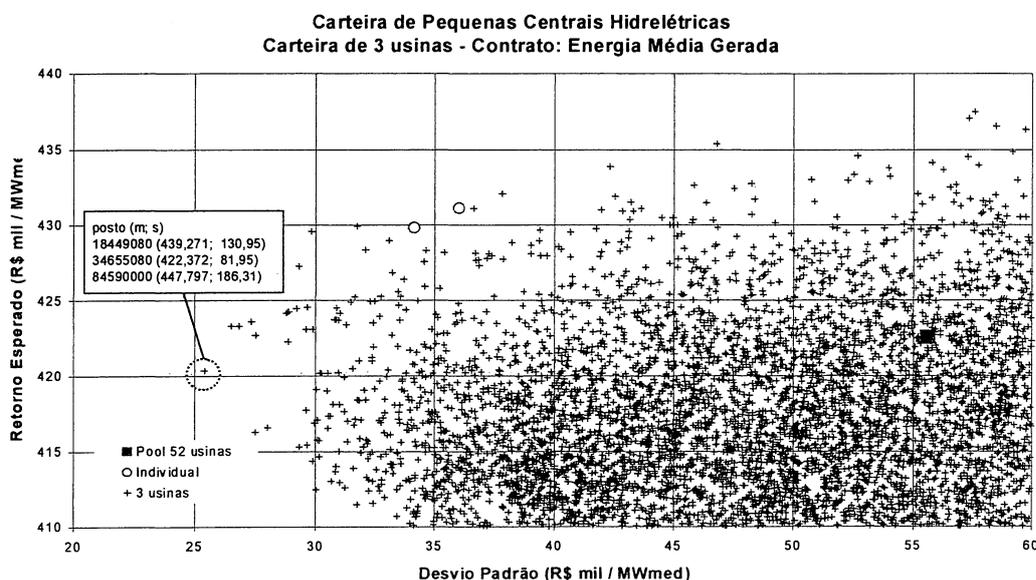


Ilustração 16 - Risco versus Retorno de carteiras de três usinas

Neste caso, uma composição da carteira de investimentos de 3 usinas a melhor alternativa com relação ao menor risco seria uma combinação de usinas composta pelos representantes de três diferentes bacias, 18449080, 34655080 e 84590000. Nesta combinação, o retorno esperado seria de pouco mais de R\$420mil/MWmed e um desvio de cerca de R\$25mil/MWmed.

Ajuste do Desvio Padrão Função da Distribuição Amostral

A grande questão da análise tange a confiabilidade do uso do desvio padrão na avaliação do risco financeiro dos empreendimentos. A consideração do desvio padrão puramente como parâmetro de avaliação do risco está fundamentada na hipótese de normalidade da variável aleatória, mas dentro de certos critérios, o aspecto da simetria da distribuição deveria ser atendido.

Apesar de não ser objeto de estudo deste trabalho, um primeiro passo foi dado com o objetivo de levantar a questão para estudos futuros. De posse da distribuição amostral das variáveis aleatórias definidas pela simulação dos fluxos de caixa dos empreendimentos para cada cenário hidrológico, podemos avaliar qual seria o ajuste necessário para a adequação do desvio padrão calculado e o desvio ajustado para representar o risco correspondente.

Na prática, estar-se-ia admitindo a hipótese de que a distribuição de probabilidades amostral estaria representando de maneira razoável a distribuição real. Uma prática usual reduz em uma expressão ponderada por coeficientes e parâmetros estatísticos, a representação de um valor correspondente a uma probabilidade de ocorrência para uma série de distribuições de probabilidade (KITE, 1985). Por exemplo:

$$Risco = \mu + \kappa\sigma \quad (7)$$

Onde:

μ : média;

κ : coeficiente associado a uma probabilidade

σ : desvio padrão.

No caso da Distribuição Normal, o coeficiente κ correspondente para uma probabilidade (α) de 5% seria de $\kappa=1,645$ para uma análise unicaudal. Assim, para cada probabilidade existe um coeficiente κ correspondente, deste conceito que advém a consideração do desvio padrão como um parâmetro estimador do risco de uma carteira de investimentos.

Assim, considerando que a distribuição amostral seja representativa da distribuição real, logo podemos estimar os riscos correspondentes para cada probabilidade de ocorrência por uma

simples curva de permanência. Trabalhando com a Equação (6) podemos retirar o desvio padrão ajustado para uma dada probabilidade.

$$\sigma_{ajustado} = \frac{|Risco(\alpha = 5\%) - \mu|}{k} \quad (8)$$

Aplicou-se a Equação (7) a um conjunto de oito postos, um representante de cada bacia, a fim de diminuir o número de combinações a serem analisadas. Trata-se de uma tarefa apenas investigativa, medir a degeneração da adoção do desvio padrão como representante da avaliação do risco financeiro das carteiras, considerando o mesmo coeficiente κ para a distribuição normal, Ilustração 17 a Ilustração 20.

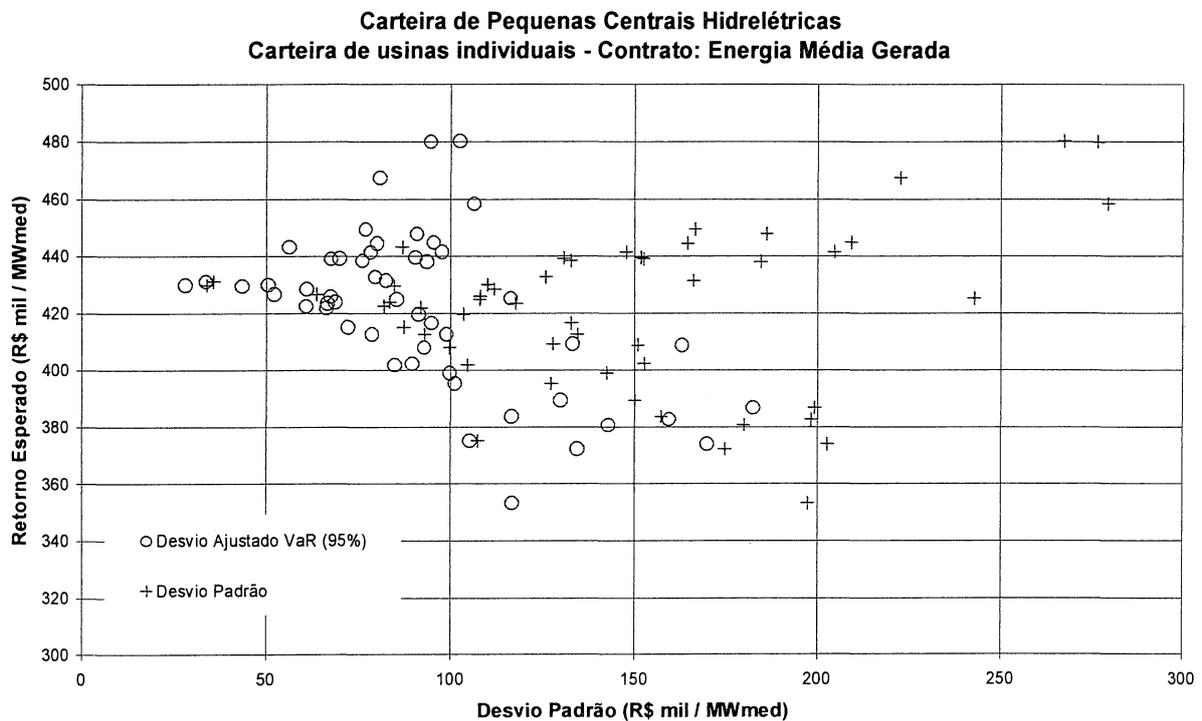


Ilustração 17 - Degeneração do desvio padrão para carteira de usinas individuais

**Carteira de Pequenas Centrais Hidrelétricas
Carteira de 2 usinas - Contrato: Energia Média Gerada**

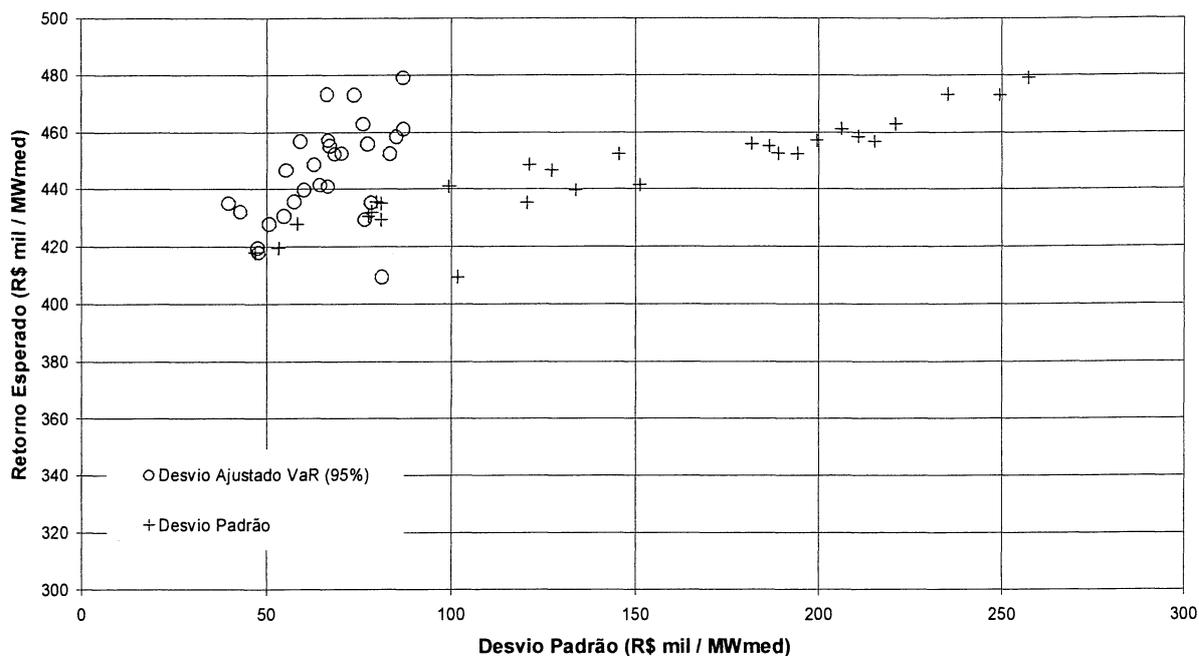


Ilustração 18 - Degeneração do desvio padrão para carteira de 2 usinas

**Carteira de Pequenas Centrais Hidrelétricas
Carteira de 3 usinas - Contrato: Energia Média Gerada**

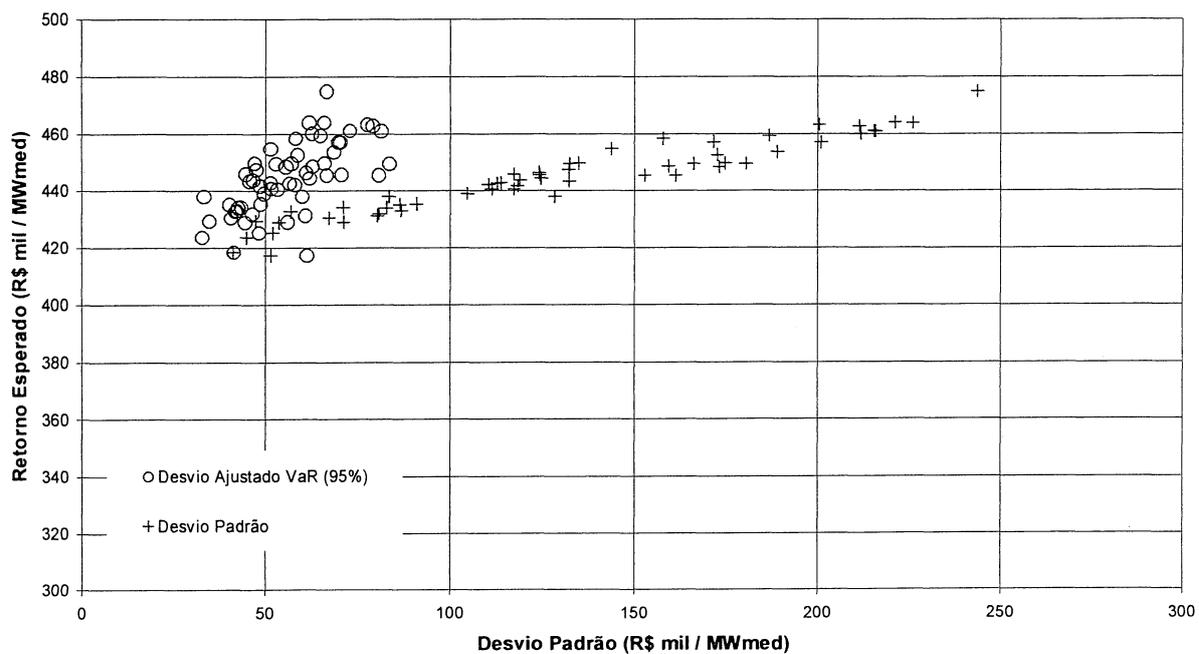


Ilustração 19 - Degeneração do desvio padrão para carteira de 3 usinas

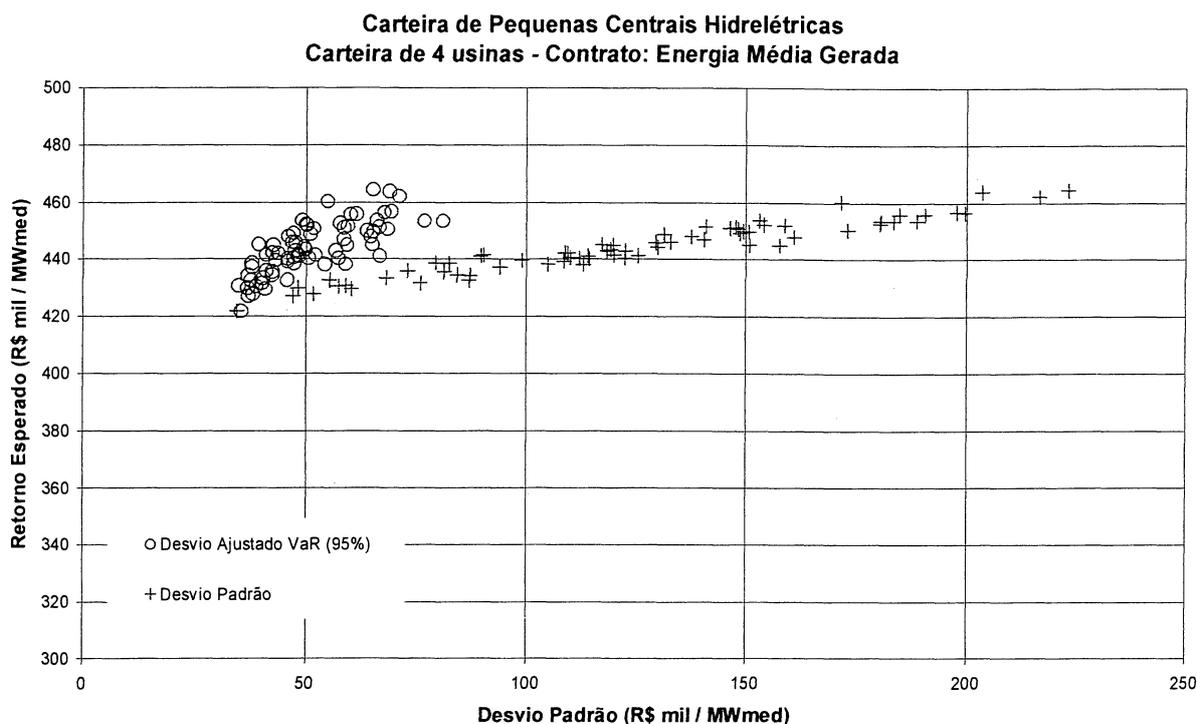


Ilustração 20 - Degeneração do desvio padrão para carteira de 2 usinas

Nota-se que a diferença entre as duas maneiras de estimar um parâmetro de risco das carteiras, o desvio padrão, além de superestimar a dispersão, distorce a ordenação dos riscos dentro da carteira. Os riscos mais elevados calculados pelo desvio padrão não correspondem aos mais elevados apresentados pelo desvio ajustado.

Uma segunda observação pode ser feita analisando as carteiras de 3 e 4 usinas, nota-se que uma carteira de 4 usinas já não tem a mesma eficiência, em termos unitários, de uma carteira de 3 empreendimentos. Assim, existe um indício de que o número de elementos dentro de uma carteira também tem uma tendência de quantidade ótima.

Uma outra forma de analisar a degeneração do desvio padrão seria analisar a relação entre ele e o desvio ajustado determinado pela distribuição amostral. Analisando conjuntamente com o coeficiente de variação nota-se que a quanto mais dispersos são os dados, maior a distorção entre o desvio padrão e o desvio ajustado, como visto na Ilustração 21.

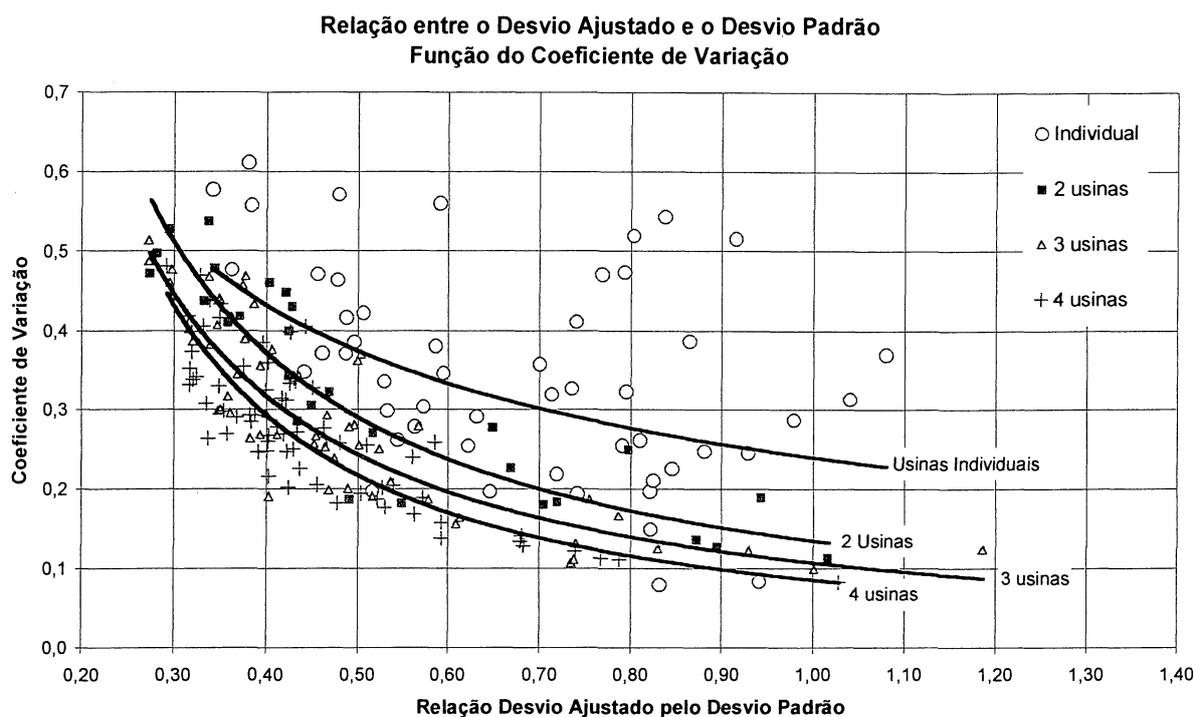


Ilustração 21 - Relação entre o Desvio Ajustado e o Desvio Padrão

As curvas no gráfico são ajustes de funções polinomiais, neste caso, seria possível estabelecer uma equação de correção do desvio padrão para melhor representar o risco da carteira. Como o número de combinações diminui ao aumentar o número de usinas na carteira, no limite, todas as usinas estarão operando em conjunto. Porém isto não quer dizer que a relação tende a um ponto teórico, apenas que neste caso a relação é um ponto.

Conclusões e Recomendações

A diversidade hidrológica das bacias hidrográficas brasileiras poderia permitir o uso de conceitos financeiros para a formação de carteiras de empreendimentos hidrelétricos na análise de viabilidade econômica destes investimentos. Acreditando nesta hipótese, este trabalho teve como objetivo a averiguação da possibilidade de uma aplicação de modelos inspirados em carteiras de investimentos financeiros nos investimentos de infra-estrutura do setor elétrico brasileiro.

O mercado financeiro faz uso de modelos de análise de investimentos de ativos de risco, que levam em consideração a correlação entre diferentes ativos financeiros para a formação de uma carteira de investimento. Markowitz desenvolveu um conceito de análise que levam em consideração do Critério Média-Variância dos retornos como composição de um grupo de ativos financeiros, utilizando a correlação dos ativos de maneira que a diversificação da carteira maximize o retorno e minimize o risco global da carteira.

Os resultados obtidos a partir da aplicação dos modelos financeiros mostraram a possibilidade do uso de modelos de análise média-variância nas decisões de investimento em empreendimentos hidrelétricos. A sazonalidade diferenciada das diversas bacias brasileiras permite que a composição de usinas localizadas em diferentes regiões do país resulte em uma diminuição dos riscos financeiros advindos da variabilidade hidrológica das bacias quando avaliadas individualmente.

A correlação existente entre as bacias é determinante na avaliação da dispersão do fluxo de caixa da carteira formada pelo conjunto de usinas consideradas. Como foi apresentada nos resultados, a composição de duas usinas que individualmente apresentem os menores desvios padrões não necessariamente formarão uma carteira eficiente no ponto de vista da média-variância.

A formação da carteira parece ter um ponto de limite, se considerado o número de usinas ótimo na redução do risco da carteira. Observa-se que o ponto representado pelo portfólio contendo as 52 usinas não é o mais rentável e o menos arriscado. Existe uma série de

composições melhores que misturar todas as usinas em uma única carteira, como o proposto por MARKOWITZ (1952).

Em comparação com a distribuição amostral e o parâmetro estatístico de dispersão Desvio Padrão, pode-se verificar que existe uma distorção se considerado que a distribuição amostral representa bem a distribuição real. Esta degeneração pode ser causada pela assimetria da distribuição real. Eventos extremos como a cheia de 1983, inserem no histórico *outliers* que provocam degradações nos estimadores dos parâmetros estatísticos.

Estudos futuros poderão caminhar no sentido de analisar detalhadamente se seria possível a recomendação de ajustes a distribuições de probabilidades teóricas em análise de fluxo de caixa de empreendimentos hidrelétricos.

A concentração de inúmeros empreendimentos situados na mesma bacia, ou bacias de sazonalidades semelhantes, no ponto de vista econômico e mesmo energético, pode ser melhorado com a incorporação de novos empreendimentos situados em bacias diferentes. Considerando o Sistema Elétrico Brasileiro uma carteira, pode ocorrer que uma usina que não tenha, sob o ponto de vista individual, uma boa atratividade, quando inserida no sistema existente possa provocar um aumento do valor econômico do sistema ou uma diminuição do risco do sistema função da redução da dispersão do sistema na sua incorporação.

Assim, a aplicação da teoria de carteira no Setor Elétrico Brasileiro poderia criar uma metodologia de determinação das diretrizes de expansão do parque gerador, função do valor econômico incremental de cada novo empreendimento candidato a ser incorporado dentro do sistema. Programas de incentivos de utilização de fontes alternativas poderiam utilizar a metodologia e ser considerada uma subcarteira do parque gerador existente a fim de se quantificar qual o custo incremental de uma política desta natureza.

O mesmo seria válido para investidores que possuam um portfólio de empreendimentos já em operação e queiram reduzir seus riscos ou aumentar sua expectativa de retorno via a incorporação de uma nova usina em sua carteira, podem utilizar a metodologia para determinar dentro das alternativas existentes qual a melhor opção para as necessidades do investidor.

Métodos de dimensionamento de usinas podem levar em consideração a incorporação futura desta usina na carteira de usinas existente, de maneira que esta não seja prejudicial a sistema existente e não deixe de aproveitar o máximo possível devido às sua característica hidrológica individual. Neste caso, o problema de otimização passaria a considerar os pesos da carteira como variáveis contínuas e algumas restrições seriam acrescentadas, como gerações máximas e mínimas, definidas por requisitos ambientais ou limites de equipamento, e conduzir o melhor dimensionamento de uma ou mais usinas.

Em suma, a abordagem macro de análise de viabilidade de empreendimentos hidrelétricos permite uma nova ótica de planejamento de expansão do parque gerador, seja este sistema de um país ou uma carteira de investimentos privados, independente de quem arque com os custos dos riscos. Modelos de carteira de investimento são ferramentas de relativa facilidade de implementação e adaptação às peculiaridades do Setor Elétrico.

Referências Bibliográficas

BARROSO, L. A. N. **Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: Comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado**. Rio de Janeiro, 2000. 98f. Dissertação (Mestrado em Ciências da Computação). Instituto de Matemática, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

BESSA, M. R. **Optimization of the Operation of Multireservoir Systems: A Great Lakes Case Study**. Ontário, 1998. Tese de Doutorado. Dept. of Systems Design Engineering, Universidade de Warterloo.

BETTEGA, R. **O Impacto da Comercialização no Mercado *Spot* de Energia na Análise de Viabilidade de Hidrelétricas**. Curitiba : UFPR, 1999. Dissertação (Mestrado) – CEHPAR, UFPR 1999.

_____, R. **Tudo o que você sempre quis saber sobre o MRE sem precisar ler o volume das regras algébricas do MAE**. Curitiba : UFPR, [2001]. Apostila.

BORN, P. H. S. ; ALMEIDA, A . A . de. **Mudanças estruturais no setor elétrico : formação e regulação de preços**. Curitiba : COPEL, 1998.

_____, P. H. S. ; NAGAYAMA, M. U. **Uma abordagem marginalista das mudanças estruturais no setor elétrico**. Curitiba : COPEL, [1996].

CARNEIRO, D. A. **Tributos e encargos do setor elétrico brasileiro**. Curitiba: Ed. Juruá, 2001.

CEPEL. **Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - NEWAVE Especificação Funcional**. Relatório Técnico. Rio de Janeiro, 2000.

DIAS, F. S. **Quadratic Programming Applies to Modern Portfolio Selection**. São Paulo, 1999. Instituto de Matemática e Estatística (IME). Universidade de São Paulo.

DUNDER, C. **Portfolios Eficientes Incluindo Opções**. São Paulo, 1998. Dissertação de Mestrado. Instituto de Matemática e Estatística (IME). Universidade de São Paulo.

FEIL, A. S. **Critérios para Tomada de Decisões em Investimento de Geração em Ambientes Competitivos**. Curitiba : UFPR, 1999. Dissertação (Mestrado) – CEHPAR, UFPR 1999.

FORTUNATO, Luiz Alberto Machado; ARARIPE NETO, Tristão de Alencar; ALBUQUERQUE, João Carlos Ribeiro de; PEREIRA, Mario Veiga Ferraz. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói : Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.

GCOI. **Livros do GCOI - resumo das regras relativas à operação coordenada otimizada pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI)**. (s.l.), 1998.

HUA, P.; WILMOTT, P. **Crash Modelling, Value at Risk and Portfolio Hedging**. Londres, 1996.

HULL, J. **Introdução aos mercados de futuros e opções**. 2ª edição. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1996.

JORION, P. **Value at Risk – A nova fonte de referência para o controle do risco de mercado**. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.

KITE, G. W. **Frequency na Risk Analyses in Hidrology**. Chelsea : BookCrafters : Water Resources Publications, 1985. 224p.

KUWABARA, M. S. **Avaliação de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica: Estudo de Importação de Energia**. Curitiba, 2001. 134 f. Dissertação (Mestrado) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

LONGIN, F. M. **From Value at risk to stress testing: The extreme value approach**. Journal of Banking & Finance, Cergy-Pontoise Cedex, v. 24, p. 1097-1130, 2000.

MARKOWITZ, H. **Portfolio Selection**. Journal of Finance, vol. VII, p. 77-91, EUA, 1952.

MCNEIL, A. J. **Estimating the tails of loss severity distributions using extreme value theory**. Astin Bulletin, Zurique, v. 27, n. 1, p. 117-137, 1997.

PAIXÃO, L. E. **Memórias do Projeto RE-SEB**. São Paulo: Massao Ohno Editor, 2000.

PEIRÓ, A. **Skewness in financial returns**. Journal of Banking & Finance, v. 23, p. 847-862, 1999.

RAMOS, D. S. ; FADIGAS, E. A . F. A . ; LIMA, W. da S. **Decisão de investimentos em geração termelétrica sob condições de risco no mercado atacadista de energia**. São Paulo: USP, [1999?].

RISKMETRICS GROUP. **Risk management: A Practical Guide**. 1999. 141p. relatório Técnico.

SILVEIRA, F. S. V. **Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico**. Florianópolis, 2001. 164 f. Tese de Doutorado. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina.

UMBRIA, F. C. **Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica no Contexto do Novo Ambiente Competitivo do Setor Elétrico Brasileiro**. Curitiba : UFPR, 1999. Dissertação (Mestrado) – CEHPAR, UFPR 1999.

YOON, Y. T. **A practical mean-variance hedging strategy in the electricity markets**. Cambridge : Massachusetts Institute of Technology – Energy Laboratory, 2000.