

MODERNA TEORIA DE PORTFÓLIOS E INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

Adriano Jeronimo da Silva

Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP
adrianojs@fem.unicamp.br

José Roberto Securato

Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - USP
securato@usp.br

Paulo Sérgio Franco Barbosa

Faculdade de Engenharia Civil - UNICAMP
franco@fec.unicamp.br

RESUMO

Este artigo se propõe a aplicar a Moderna Teoria de Portfólios - MTP, desenvolvida por Harry Max Markowitz (1952), para determinar a fronteira eficiente de carteiras de investimentos em ativos de geração de energia representados por uma hidrelétrica e uma termelétrica fictícias, com características de operação e remuneração pré-estabelecidas. A primeira seção deste artigo faz uma introdução ao cenário atual de comercialização de energia, bem como das mudanças previstas para ocorrer em 2004 e 2005. A segunda seção apresenta a MTP, as considerações iniciais acerca de algumas definições, a caracterização do problema proposto e os resultados obtidos, baseados nas condições de contorno adotadas. A terceira seção conclui o trabalho mostrando que, na análise realizada e com os pressupostos utilizados, o investimento na termelétrica fictícia não produz resultados satisfatórios, a não ser que sejam utilizados outros valores de correlação entre os ativos, ou ainda outras formas de contratação, bem como operação da mesma; a terceira seção também apresenta algumas possibilidades de obtenção de resultados satisfatórios para a termelétrica fictícia, bem como propõe outras aplicações para a MTP no setor elétrico brasileiro. Em suma, este artigo constrói a fronteira eficiente de carteiras de investimentos para os dois ativos supracitados e identifica as composições de ativos que fornecem a melhor relação entre retorno e risco para diferentes coeficientes de correlação e apresenta sugestões de outras aplicações da MTP em energia no Brasil.

INTRODUÇÃO

A comercialização de energia elétrica no Brasil é alvo de intensas discussões entre governo e sociedade e está passando por algumas transformações. Após um grave racionamento experimentado entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, o mercado poderá mostrar sinais de aumento nos anos posteriores, conforme mostram projeções oficiais apresentadas por CCPE (2001), CCPE (2003) e ONS (2003). A política de expansão da oferta de energia elétrica implementada pelo governo brasileiro a partir de 2004 procurará aumentar a confiabilidade do sistema e acabar com a exclusão elétrica através do fornecimento de energia a comunidades isoladas e população carente a partir de programas de desenvolvimento energético regional (PRODEEM), de universalização ao acesso à energia elétrica (LUZ PARA TODOS) e de incentivo ao uso de fontes alternativas (PROINFA). A expansão da oferta também acontece pelo incentivo à entrada de investimentos privados na indústria geradora de energia no Brasil. Proporcionando adequada remuneração aos investidores em energia elétrica associada ao objetivo de produzir a alardeada modicidade tarifária dentro de um ambiente competitivo. (Rousseff, 2003).

Estímulo à competição

A competição no setor de energia elétrica começou a ser alcançada em meados da década de 90 a partir das recomendações dos consultores responsáveis pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o Projeto RE-SEB. Neste documento, os profissionais da consultoria inglesa *Coopers & Lybrand*, assessorados por profissionais do setor elétrico brasileiro, propuseram medidas para:

- i. separar das atividades de geração (G), transmissão (T) e distribuição (D);
- ii. privatizar as concessões existentes;
- iii. abrir processo licitação para novas concessões;
- iv. reformular as funções de regulação, planejamento, operação e financiamento do setor;
- v. adotar, progressivamente, mecanismos de mercado para a comercialização de energia, como a criação de um Mercado Atacadista e liberação dos consumidores cativos, por exemplo.

Os consultores do RE-SEB propuseram estas medidas por acreditarem que a eficiência no setor elétrico será assegurada através da competição, onde possível, e da regulamentação, onde necessária.

A sequência lógica para a reestruturação do SEB (setor elétrico brasileiro) seria a definição de um modelo com ampla discussão da sociedade e dos agentes envolvidos, a regulamentação e a implementação do modelo adotado. Porém, numa tentativa de apressar o processo, dada a crise em perspectiva, as etapas da reestruturação do sistema elétrico brasileiro se sobrepuseram. Esta sobreposição de etapas gerou um ambiente confuso e desgastante, dando, assim, margem a muitos conflitos de interesse, desacordos e justificadas críticas por parte dos muitos profissionais do setor elétrico e da comunidade acadêmica.

Ocorrem problemas

O racionamento decretado entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002 desgastou ainda mais o processo. Além disto, tornou as críticas mais ferrenhas a ponto de profissionais e entidades de classe elaborarem propostas de alteração do modelo. Atualmente, o processo de privatização dos empreendimentos existentes está paralisado e alterações significativas foram divulgadas e estão em vias de implantação por parte do governo. Tais medidas afetam os mecanismos de mercado, pois procuram desestimular os consumidores a saírem da condição de cativos; e afetam também as licitações de novos empreendimentos de geração, visto que a forma como os leilões serão montados será diferente. Um eventual participante de um leilão de empreendimentos ganhará o leilão ao exigir a menor tarifa possível, e não mais ao oferecer o maior ágio no leilão.

Existem ainda muitos pontos a serem esclarecidos, bem como a definição exata de um cronograma para que as mudanças propostas pelo governo eleito em outubro de 2002 sejam postas em prática. Existe muita disputa na definição dos rumos que o modelo do setor elétrico irá seguir e esta situação de indefinição política e ameaças de desvios de rota nos rumos da forma comercialização de energia e remuneração dos agentes criam um tipo de risco para o qual não há mecanismo de mitigação, o chamado risco político-regulatório, fazendo com que os investimentos no setor sejam paralisados na medida do possível.

Propõem-se soluções

O modelo do RE-SEB é ainda o modelo institucional vigente e tem orientado as mudanças no setor até hoje. Porém outros modelos institucionais foram propostos com a finalidade de reestruturar o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), estes modelos tratam dos temas com um grau de profundidade infinitamente menor que o RE-SEB, o que não deixa de constituir relevante contribuição à reforma institucional do setor. Os modelos aqui mencionados constam na referência Sauer (2002) e APINE (2003).

O Ministério de Minas e Energia criou um grupo de trabalho¹, composto por dezesseis membros, cuja finalidade é a de assessorá-lo na formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico. O “grupo dos dezesseis”, como foi chamado, teve até início de Julho de 2003 para apresentar as bases técnicas para a reforma e submetê-las à consideração da Câmara de Gestão do Setor Energético - CGSE que, por sua vez, está realizando consultas públicas acerca das propostas apresentadas.

Ildo Sauer mostrou-se radicalmente contra os pressupostos utilizados pelo RE-SEB quando, antes de ser publicamente cogitado para assumir o seu cargo atual e ainda na condição de pesquisador e professor universitário, redigiu um documento intitulado “*Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro*” (Sauer, 2002), no qual o autor presta relevante contribuição ao modelo ao apontar as falhas ocorridas durante a reestruturação do SEB e propor alternativas acerca dos temas: licitação de concessões, comercialização de energia, planejamento e organização do setor elétrico.

O modelo proposto por Sauer (2002) considera um grave erro o planejamento indicativo adotado a partir do RE-SEB, assim como a outorga por concessão onerosa² e a livre concorrência no mercado de energia elétrica. Em linhas gerais o autor propõe a criação de um grande agente, denominado *pool*, diretamente submetido ao MME, que seria composto por quatro grandes diretorias:

- i. Diretoria de desenvolvimento energético; que centralizaria e administraria as contas do setor: CDE, PROINFA, PROCEL, PROLUZ, RELUZ, dentre outros;
- ii. Diretoria de comercialização de energia; administraria a comercialização de energia, faria as liquidações e prospectiva da matriz energética;
- iii. Diretoria de operação do sistema; que administraria a operação do sistema;
- iv. Diretoria do planejamento da expansão; que coordenaria o planejamento determinativo da expansão.

APINE (2003), por sua vez, enfatiza sua proposta com vistas a aumentar a oferta de energia elétrica. O mote principal desta proposta é aumentar o período dos contratos de compra de energia. Atualmente, por força da Resolução 91/2003 da ANEEL, os consumidores livres e concessionárias de energia devem lastrear, no mínimo, 95% do seu mercado cativo estimado com contratos de duração acima de seis meses, podendo ficar expostos, ou seja, sem contratos, em até cinco por cento

¹ Coordenado por Maurício Tiomno Tolmasquim, o grupo foi criado em 6 de fevereiro de 2003, através da Portaria nº 40, publicada no Diário Oficial da União de 07/02/03, seção 2, pg 24.

² Concessão onerosa é o tipo de licitação em que o vencedor será aquele que apregoar e pagar o maior lance no leilão. Este era o tipo de licitação utilizado para outorga de concessões para exploração de aproveitamento hidráulico ou térmico, ou ainda, fornecimento de serviço público de energia elétrica.

do seu mercado estimado. Os autores propõem que os contratos devam ter um período de duração de cinco anos, garantindo, desta maneira, a expansão da oferta, uma vez que a expansão se daria a partir de financiamentos privados para construção de empreendimentos de geração. Tais financiamentos são liberados mediante comprovação de fluxo de caixa do empreendimento, e os contratos de longa duração podem constituir tais garantias.

No caso das concessionárias e consumidores livres superestimarem sua previsão de mercado, o excesso de contratos seria alocado em uma bolsa denominada BEELA – Bolsa de Energia Elétrica Assegurada, sem resultar em prejuízo ou lucro para os agentes. Em casos de subestimarem o consumo, os agentes supririam seu déficit pagando o preço da parcela dos contratos alocados na BEELA. APINE (2003) ainda propõe a criação de um *pool* de energia assegurada para suprir os 5% de energia não contratada dos agentes e para suprir eventuais aumentos de consumo não previstos. Esta energia de reserva seria contratada em curto prazo.

A competição ficará restrita ao ALC

As propostas do “grupo dos dezesseis”, que depois foi desfeito e composto, posteriormente, por outros profissionais, se materializaram em um documento intitulado “*Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico*” (MME, 2003). Além de todo o trabalho realizado pelo grupo antigo e novo, este documento ratifica e incorpora algumas das propostas apresentadas por APINE (2003) e Sauer (2002). O novo modelo visa, dentre outros fins, retomar o planejamento e, ao mesmo tempo, vindicar autonomia para as funções essenciais.

As propostas prevêm que o Ministério de Minas e Energia - MME voltará a fazer política energética auxiliado por um forte Conselho Nacional de Políticas Energéticas - CNPE. Tais funções estão sendo estagnadas por falta, inclusive, de recurso humano qualificado. Haverá profissionalização das agências reguladoras, o que representará uma medida eficaz para a manutenção do bom relacionamento dos agentes entre si, e dos agentes com a sociedade. O CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento Energético será um órgão bastante importante no Ministério na questão de definição de política.

Haverá um órgão com poder de autarquia que será responsável pela função de planejamento da expansão, com agilidade e autonomia que um órgão deste tipo requer para que não seja influenciado pelos movimentos da política, possibilitando, desta forma, efetivar os investimentos estruturais do setor. O novo órgão será chamado de FEPE - Fundação de Estudos de Planejamento Energético. Este órgão irá definir quais obras são estruturantes e, assim, definir as prioridades nas licitações, implementando um sistema de contestação pública do planejamento, assim como propôs Sauer (2002). A estas obras caberá um planejamento determinativo a fim de que se mantenha a confiabilidade do sistema.

O novo modelo deverá eliminar a liberdade para a descontratação de mercado previsto. Atualmente as distribuidoras e consumidores livres devem, no mínimo, contratar 95% do seu mercado previsto. Com o novo modelo será obrigatória a contratação de 100% do mercado previsto e, além disto, a subestimativa do mercado será mais penalizada do que a superestimativa. Desta forma, os agentes serão desencorajados a “errar para menos” em suas estimativas. Além disto, o novo modelo criará o *Pool* predito por Sauer (2002), porém o ACEE - Administrador dos Contratos de Energia Elétrica, como o *pool* será chamado, não será o “super órgão” como Sauer (2002) apresentara em seu documento, mas sim uma grande bolsa de energia na qual haverá um comprador único responsável pela compra de toda a energia ao mínimo preço, pelos contratos entre os agentes e também pela liquidação das diferenças contratuais ao preço do *pool*, que será uma média de preços, e não o preço marginal, como é atualmente. Os preços praticados no *pool* serão regulados e participarão do *pool* os concessionários de serviço público e os Produtores Independentes (PIE's) que vendem por meio da ACEE. Os PIE's, bem como os comercializadores e clientes livres contarão com o Ambiente de Livre Contratação - ALC para efetuar seus contratos a tarifas não reguladas.

O nível de contratação proposto por APINE (2003), de 95% do mercado de cada concessionária, não é o mesmo proposto pelo grupo do MME (2003). MME (2003) propõe o nível de contratação deva ser de 100% para as empresas com mercado cativo; Porém, MME (2003) tem a mesma opinião de APINE (2003) com respeito ao tempo de carência para que um determinado consumidor mude da condição de livre para cativo (e vice-versa). O tempo para isto, segundo o governo, deverá ser de cinco anos.

O governo divulgou, em 2003, que estas alterações na estrutura do setor, provenientes do novo modelo, entrariam em vigor no primeiro dia de 2004. Porém, segundo o governo, a implementação destas mudanças será realizada somente no primeiro dia de 2005 devido o atraso na regulamentação das novas regras do setor e pelo fato de os agentes do setor terem contratos cobrindo 100% de suas necessidades durante o ano de 2004, o que não justifica a entrada de um comprador único para adquirir as sobras de energia das geradoras. O Governo prevê que, durante o ano de 2004, o MAE, que é o órgão atualmente responsável pela liquidação das diferenças contratuais e por implementar os leilões, assumirá, gradualmente, as funções do futuro ACEE (Coimbra, 2003).

As medidas a serem implementadas proporcionarão maior segurança às previsões de mercado realizadas pelas concessionárias e comercializadoras de energia, visto que o estabelecimento de um longo período para permitir aos consumidores alterarem sua condição, torna o mercado destes agentes mais previsível. Além disto, o novo modelo pretende criar condições para o desenvolvimento energético do país, proporcionando incentivos ao aumento da capacidade de geração de energia através do investimento em infraestrutura de geração de energia elétrica.

A proposta deste artigo

Este trabalho faz um exercício de aplicação da Moderna Teoria de Portfólios (MTP) na construção de carteiras de investimentos constituídas de diferentes composições de ativos ligados à geração de energia elétrica. Estas carteiras oferecerão ao investidor os menores riscos possíveis quando fixado um determinado retorno, bem como a carteira que apresenta a relação entre retorno e risco. Os riscos tratados aqui são expressos em forma de variância ou desvio padrão. O retorno, por sua vez, é considerado como sendo a média dos retornos históricos. Portanto, ao determinar estas carteiras de mínimo risco (mínima variância ou desvio padrão), este exercício pretende apresentar a curva eficiente para o investidor. Cada ponto desta curva representará uma carteira com distintas composições destes ativos. Estes ativos são participações em empreendimentos como termelétricas e hidrelétricas. Esta curva constitui uma análise comparativa dentre as diversas composições de carteiras e, desta maneira, mune-se o investidor de uma ferramenta para avaliar a relação entre risco e retorno em um mercado de energia composto, majoritariamente, por estas duas fontes de geração. Ao visualizar a curva de carteiras eficientes, permite-se ao investidor avaliar cada binômio risco-retorno e decidir em qual investir. Os ativos tratados neste artigo são de dois tipos: de planta de geração térmica e de usina de geração hidrelétrica. As taxas de retorno periódicos aqui consideradas representam a porcentagem capital investido que é recuperado em relação a cada período, como, por exemplo, ano ou mês.

MODERNA TEORIA DE PORTFÓLIOS

Tendo sido o principal precursor do desenvolvimento da Moderna Teoria de Portfólios, o economista Harry Max Markowitz (24/08/27), foi laureado com o prêmio Nobel juntamente com Merton Howard Miller (16/05/23 - 03/06/00) e William Forsyth Sharpe (16/06/34), em 1990, pelos trabalhos pioneiros em teoria de finanças. O modelo de Markowitz, como é conhecido o método de minimização de risco em carteiras, mudou a forma de encarar risco em finanças. Securato (1996) considera Markowitz como o Galileu das finanças, pois, assim como Galileu contrariou a errônea “intuição” de que “um peso de dez quilos cai dez vezes mais rápido que um peso de um quilo”, Markowitz contrariou o raciocínio “intuitivo” dos financistas de sua época que acreditavam que, se a uma determinada carteira de investimentos fosse acrescentado um ativo com maior componente de risco, necessariamente, o risco associado a esta carteira aumentaria.

O risco e o retorno

O termo risco geralmente é associado a algo indesejável. Segundo Securato (1996), a idéia intuitiva que se tem de risco é que ele represente a possibilidade de perda, ou, colocada de maneira mais formal, que exprima a probabilidade associada à ocorrência de uma perda. Ao se considerar que a expectativa de uma pessoa a respeito da ocorrência de um evento, na maioria das vezes, é representada por médias, pode-se estimar o erro (risco) associado a uma aposta na ocorrência de um novo evento, por exemplo; Dado um ativo que, historicamente, tem oferecido rendimentos da ordem de 2% ao mês. É bastante provável que a maioria dos investidores neste ativo continue a esperar rendimentos mensais de, em média, 2%. Este erro (risco) pode ser estimado lançando mão de um recurso estatístico, o desvio padrão. Com isto será possível indicar se a média das ocorrências de um evento é uma boa estimativa para se prever a ocorrência de um novo evento. Em finanças, o desvio padrão dos retornos de um ativo é chamado de risco. Se, para o cálculo deste mesmo desvio padrão, for utilizado os logaritmos naturais dos retornos, em vez de os próprios retornos, este desvio padrão será chamado de volatilidade.

Desta forma, quando é associado a um determinado ativo um retorno médio mensal de 2% com um risco de 0,5%, diz-se que este ativo pode variar seu retorno mensal no intervalo de 1,5% a 2,5%. Além disto, o fato de associar à média (2) um desvio padrão para mais (2+0,5) e um desvio padrão para menos (2-0,5), a estatística nos mostra que a probabilidade de um novo retorno pertencer a este intervalo é de, aproximadamente, 70%. Esta probabilidade pressupõe que a curva formada pela distribuição das probabilidades dos retornos seja uma curva normal, o que é razoável.

A “intuição” na avaliação de riscos em carteiras

A percepção dos financistas contemporâneos de Markowitz antes de 1952 era a de que, assim como os retornos que os ativos trazem a uma carteira variam à razão direta em que variam suas participações na composição desta carteira, os riscos que estes ativos associam à carteira variariam também à razão direta em que variam suas participações na composição da carteira.

Tomemos como exemplo um investidor da década de 40 conhecendo o retorno médio (R) e o risco(S) de dois ativos A1 e A2. Os dados são exibidos na Tabela 1:

Tabela Erro! Argumento de opção desconhecido.: **Risco e retorno de dois ativos.**

	Risco [a. a.]	Retorno [a. a.]
Ativo A ₁	2%	6%
Ativo A ₂	14%	20%

Um investidor desejoso de investir seu capital, naquela época, em uma carteira com dois ativos com a seguinte composição: W1=70% da carteira é composta de ativos A1 e W2=30% da carteira é composta de ativos A2, faria a seguinte análise de risco e retorno da carteira:

$$\text{Risco} = S_1WA_1 + S_2WA_2 = 0,02*0,7 + 0,14*0,3 = 5,6\% \text{ a. a.}$$

$$\text{Retorno} = R_1WA_1 + R_2WA_2 = 0,06*0,7 + 0,20*0,3 = 10,2\% \text{ a.a.}$$

Se ampliarmos a análise para mais composições, considerando apenas as composições não alavancadas, ou seja, composições nas quais o investimento é sempre não negativo, indicando investimento e não empréstimo, a curva risco $\times$ retorno seria uma sempre uma reta, como a apresentada na Figura 1.

Markowitz e o fim da “intuição”

Markowitz mostrou que a “intuição” dos seus contemporâneos estava equivocada. Ele mostrou que o gráfico correto da relação risco $\times$ retorno não é, no caso geral, uma reta, mas sim uma hipérbole. A hipérbole acontece devido à correlação que existe entre as taxas de retorno e que, somente em um caso particular, a saber, quando a correlação é unitária, o gráfico da relação risco $\times$ retorno será uma reta.

A Moderna Teoria de Portfólios (MTP), desenvolvida por Markowitz (1952), assume premissas de que:

- i. os parâmetros nos quais os investidores se baseiam para avaliar portfólios são: valor esperado e variância (ou desvio padrão) das taxas de retorno sobre o horizonte de um período;
- ii. dados dois portfólios com riscos iguais e com diferentes retornos esperados, os investidores sempre optam pelo portfólio de maior retorno;
- iii. dados dois portfólios com retornos esperados iguais e com diferentes riscos, os investidores sempre optam pelo portfólio de menor risco;
- iv. os ativos são infinitamente divisíveis;
- v. existe uma taxa livre de risco à qual o investidor pode tanto emprestar como tomar emprestado;
- vi. os custos de transporte e impostos são irrelevantes;
- vii. os investidores estão de acordo sobre a distribuição de probabilidades das taxas de retorno dos ativos, assim, assegura-se a existência de um único conjunto de portfólios eficientes.

Desta maneira, a análise de investimento é realizada tendo como informações apenas a média e o desvio padrão dos retornos, ou seja, o retorno e o risco. O retorno e o risco estão expressos matematicamente de duas formas, a primeira em notação matricial e a segunda em notação mais compacta.

O retorno de um portfólio P é calculado da seguinte maneira:

$$R_P = \begin{bmatrix} R_1 & R_2 & \dots & R_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} W_1 \\ W_2 \\ \dots \\ W_n \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n R_i W_i \quad i = \{1, 2, \dots, n\} \quad (1)$$

onde:

R retorno esperado do ativo

W participação do ativo no montante investido

n número de ativos

Nas análises que este artigo apresenta, o risco é expresso em termos da correlação e do desvio padrão dos ativos analisados. A Equação 2 apresenta uma das formas de expressar o risco de uma carteira. Para isto faz uso da covariância (Λ_{ab}) e da variância (σ^2) dos ativos, porém esta mesma equação poderia ser escrita em termos da correlação (α_{ab}). O cálculo do risco de um portfólio P é expresso da seguinte maneira:

$$\sigma_p = \sqrt{[W_1 \ W_2 \ \dots \ W_n] \begin{bmatrix} \sigma^2_1 & \Lambda_{12} & \dots & \Lambda_{1n} \\ \Lambda_{21} & \sigma^2_1 & \dots & \Lambda_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Lambda_{n1} & \Lambda_{n2} & \dots & \sigma^2_n \end{bmatrix}} \quad \text{ou} \quad (2)$$

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n W_i W_j \Lambda_{ij}} \quad \begin{matrix} i = \{1, 2, \dots, n\} \\ j = \{1, 2, \dots, n\} \end{matrix}$$

sendo:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N}} \quad , \quad \Lambda_{a,b} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_a(i) - \bar{x}_a)(x_b(i) - \bar{x}_b) \quad \text{e} \quad \alpha_{a,b} = \frac{\Lambda_{a,b}}{\sqrt{\sigma_a^2 \sigma_b^2}} \quad ,$$

onde:

σ_p	desvio padrão do portfólio P	W	participação do ativo no montante investido
σ^2_i	variância do ativo i	x_i	retorno i do ativo
$\bar{x}$	média do retorno dos ativos	Λ_{ab}	covariância entre os ativos a e b
α_{ab}	correlação entre os ativos a e b	n	número de ativos
N	número de amostras utilizados nos cálculos do desvio padrão (risco) para cada ativo		

A representação gráfica do risco e do retorno das inúmeras carteiras que é possível se formar com as combinações de composições utilizando n ativos resulta em um aglomerado de pontos. Este aglomerado tem o formato de uma hipérbole, conforme mostra a Figura 2. A esta hipérbole dá-se o nome de fronteira eficiente de portfólios.

Os pontos da fronteira eficiente possuem uma particularidade; Para qualquer que seja o retorno, existirá apenas um ponto que oferecerá o menor risco. Então, para que seja encontrado um ponto da fronteira eficiente, basta minimizar o risco da carteira com a condição de que um determinado valor de retorno seja satisfeito. Desta forma será encontrada a carteira que, para aquele retorno, ofereça o menor risco; Esta carteira, por sua vez, informa ao investidor a porcentagem de capital a investir em cada ativo que a compõe. Ao efetuar várias rodadas alterando, a cada nova rodada, o valor do retorno, a fronteira eficiente será construída e a carteira de mínimo risco será encontrada.

Deve-se ainda adicionar uma restrição para que não haja carteiras com negociações a descoberto, ou seja, para que não seja possível comprometer mais que a totalidade dos recursos disponíveis, para isto basta impor que o somatório das composições de cada carteira seja 100 %; Ainda, se desejar, pode-se adicionar uma restrição de que as parcela de capital investida em cada ativo deva ser não negativa, isto é necessário para que não existam carteiras com posições alavancadas, ou seja, posições nas quais há carteiras que permitam empréstimo (investimento negativo) em alguns ativos para somar ao capital que é investido noutros ativos.

O problema de minimização está representado abaixo (3) e, a partir de sua implementação computacional, pode-se obter a fronteira eficiente.

$$\begin{aligned}
& \min \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n W_i W_j \Lambda_{ij}} & i = \{1, 2, \dots, n\} \\
& & j = \{1, 2, \dots, n\} \\
& s.a. \sum_{i=1}^n W_i = 100\% \\
& W_i \geq 0 \\
& \sum_{i=1}^n R_i W_i = kx
\end{aligned} \tag{3}$$

onde:

- R retorno esperado do ativo
- W participação do ativo no montante investido
- Λ covariância entre os ativos (dois a dois)
- k número de pontos da fronteira a serem representados em gráfico $k = \{1, 2, \dots, n\}$
- x incremento constante de retorno para o qual será se fará a minimização do risco
- n número de ativos

Muitas vezes a carteira ideal será aquela que consiga mesclar o máximo retorno com mínimo risco, ou seja, uma carteira que possua a melhor relação retorno/risco. Pode-se fazer isto ao maximizar, em apenas uma otimização, o quociente do retorno pelo risco implementando o modelo abaixo (4).

$$\begin{aligned}
& \max \frac{\sum_{i=1}^n R_i W_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n W_i W_j \Lambda_{ij}}} & i = \{1, 2, \dots, n\} \\
& & j = \{1, 2, \dots, n\} \\
& s.a. \sum_{i=1}^n W_i = 100\% \\
& W_i \geq 0
\end{aligned} \tag{4}$$

onde:

- R retorno esperado do ativo
- W participação do ativo no montante investido
- Λ covariância entre os ativos (dois a dois)
- n número de ativos

A importância da diversificação

Mesmo antes de ter comprovações teóricas das vantagens da diversificação, a sabedoria popular expressa no ditado “nunca ponha todos os ovos numa mesma cesta” já fazia com que os investidores antigos diversificassem seus investimentos. Porém, antes de Markowitz (1952) a idéia intuitiva de risco era equivocada. Conforme observam Securato(1996) e Brunie e Famá (1998), o tratamento dado ao risco não era adequado. Alguns pensadores influentes eram contrários à diversificação. Keynes, por exemplo chegou a dizer que era favorável a concentrar os investimentos dele tanto quanto o mercado permita. Além disto, disse “parece-me piada” sobre a idéia de que seja mais seguro fazer pequenas apostas num grande número de companhias sobre as quais ele não tem informação para fazer um bom julgamento, do que fazer uma aposta substancial numa companhia sobre a qual ele tem informação adequada (Bernstein (1992) apud Brunie e Famá (1998)), também contrário à diversificação, afirmou que “uma vez que você obtenha confiança, a diversificação é

indesejável”. Disse também que “diversificar é admitir que não sabe o que fazer e um esforço para ter performance média”.

Porém a Moderna Teoria de Portfólios mostrou que tais pensamentos estão equivocados. Está equivocado, inclusive o ditado popular que apóia a diversificação, pois, segundo Markowitz, não basta apenas “pôr os ovos em cestos diferentes”, ou ainda, “quanto maior o número de cestos, maior a segurança”. Para Markowitz, a correlação é importante, pois, se existir correlação forte e positiva entre vários ativos, os vários cestos imaginários se comportaria como um único cesto.

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para a aplicação da MTP é necessário obter expectativas de retorno; Para isto, este trabalho utiliza dados de projeções de órgão como o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para a estimativa de alguns parâmetros importantes na determinação da série de retornos e riscos, bem como o estabelecimento da correlação entre os ativos de uma termelétrica (UTE) e uma hidrelétrica (UHE). Porém, o fato de se tratar de projeções com uma razoável margem para conjecturas e também o fato de o método de obtenção dos dados deste trabalho ser razoavelmente simples, visto que o objetivo deste artigo é exemplificar a aplicação do método para a construção de uma fronteira de eficiência para um investidor que optou por ativos de geração de energia elétrica, os números aqui apresentados podem divergir na concordância ou precisão de estudos mais refinados de prospectiva de preços, custos e suas correlações.

Para que haja adequada remuneração do investidor em geração de energia elétrica é preciso um projeto de investimento no qual esteja previsto a contratação de parcelas da geração futura bem como um estudo acerca da sua remuneração no cenário que o investidor julga ter maior probabilidade de ocorrência. Órgãos financiadores de projetos de geração por termoelectricidade e hidroelectricidade no Brasil, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento - BIRD, exigem que o investidor, tomador do financiamento, efetue contratos de venda de energia em prazos e quantidades suficientes para garantir fluxo de caixa mínimo para arcar com as responsabilidades de pagamento do financiamento; Estes contratos são os chamados PPA's - *Power Purchase Agreements*.

A proposta deste artigo é a construção de uma fronteira de eficiência para dois ativos de geração de energia elétrica pertencentes ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Optou-se por utilizar ativos de uma termelétrica e de uma hidrelétrica, pois são as principais formas de geração de energia no Brasil, conforme mostra a Figura 3, mais de 85% da capacidade instalada do SIN é de hidrelétricas contra cerca de 12% de térmicas. Se considerarmos em termos de geração de energia a participação das hidrelétricas aumenta substancialmente. A **Erro! Argumento de opção desconhecido.** apresenta as capacidades de cada tipo de fonte e a sua respectiva participação na capacidade instalada do SIN. A Figura 3 apresenta os dados da Tabela 2, porém acrescenta à conta das hidrelétricas a metade brasileira da usina hidrelétrica binacional de Itaipu, bem como considera no bloco das termelétricas a parcela de energia de fonte termonuclear.

Tabela Erro! Argumento de opção desconhecido.: Capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional.

Fonte	Capacidade	
	[MW]	[%]
Hidrelétricas	57.534	77,10
Itaipu (60Hz)	6.300	8,44
Termelétricas	7.002	9,38
Nucleares	2.007	2,69
Importação	1.783	2,39

Soma	74.626	100
------	--------	-----

Fonte: ONS (2003b).

O sistema elétrico brasileiro ainda é quase que completamente suprido por fontes hidráulicas. Neste ponto uma matriz energética assemelha-se ao o mercado de finanças. Em finanças pode ser mais saudável, do ponto de vista de segurança do retorno esperado, a formação de uma carteira composta de vários ativos com correlações negativas do que investir todas as fichas em um único papel, mesmo que haja risco aceitável. Uma matriz energética, por sua vez, não pode depender fortemente de um único tipo de fonte, pelo contrário, deve procurar se diversificar com vistas a aumentar a segurança do sistema de geração. O Brasil não depende de apenas um tipo de fonte, porém deve desejar aumentar a diversificação de sua matriz energética a fim de que diminua os riscos que traz a alta dependência de um energético.

O insumo energia elétrica é essencial ao desenvolvimento econômico de um país; Atualmente, o processo de privatização pelo qual tem passado os setores de energia de diversos países alterou, em muitos deles, a forma de se encarar este insumo. A energia elétrica passou a ser uma *commodity*, porém uma *commodity* com uma característica que a torna especial, trata-se do fato de a energia elétrica não é estocável como as outras *commodities*. Outra peculiaridade da energia elétrica é o fato de a geração e o consumo interagirem entre si instantaneamente para que toda a energia elétrica requerida seja entregue, resultando, assim, em uma conta de soma zero:

Energia consumida + Perdas totais do sistema = Energia requerida = Energia produzida.

Isso exige que haja um acompanhamento periódico das transações para que sejam realizadas as remunerações e liquidações devidas a cada agente.

Remuneração dos agentes

O capital investido em uma planta de geração térmica é remunerado a partir dos preços dos contratos de fornecimento que esta planta de geração possui bem como do montante envolvido nestes contratos. Porém a remuneração também depende do nível de flexibilidade que a planta de geração possui em poder gerar ou não de acordo com o preço spot da energia elétrica. O preço spot é variável e, enquanto o preço spot é menor que o custo variável da planta de geração, esta pode cumprir os contratos comprando energia no mercado spot. Porém quando o preço spot é maior que o custo variável de geração da planta, esta deverá gerar energia para atender os contratos e deixa de comprar energia no mercado spot. Esta flexibilidade, por sua vez, está ligada ao nível de comprometimento com os contratos de fornecimento de gás que esta usina possui. É comum o contrato de fornecimento de gás prevê que um certo percentual do gás comprado deve ser pago mesmo que não seja consumido, pois há a necessidade de amortizar os gastos com a implantação do sistema de gasodutos e esta necessidade é suprida minimamente a partir de obrigatoriedade de consumos mínimos de gás. Estes são os chamados contratos *take or pay*, nos quais o dono da planta deve necessariamente pagar por uma parcela do gás contratado mesmo que este não seja utilizado. Deste modo, uma usina terá uma porcentagem de sua capacidade considerada inflexível, visto que, mesmo que o preço *spot* da energia esteja baixo, muitas vezes será melhor gerar energia a partir da parcela de gás sob contrato *take or pay* e não comprar energia ao preço *spot*, a comprar energia no mercado *spot* e ainda ter de pagar pelo gás sob contrato *take or pay*.

As principais fontes de remuneração dos geradores são os contratos bilaterais efetuados com distribuidores, comercializadores e consumidores livres e a liquidação realizada semanalmente no Mercado Atacadista de Energia - MAE. Os contratos bilaterais podem ser aditados diretamente entre as partes bem como através de leilões públicos. Os preços envolvidos nestes contratos são negociados livremente quando se trata de aditamento, ou são definidos através do mecanismo do leilão, quando se utiliza deste tipo de mecanismo. Os contratos devem ser registrados no MAE a fim de que semanalmente seja feita a liquidação das diferenças entre a energia contratada e a medida entre todos os agentes que pertencem ao MAE, estas operações são conhecidas por liquidação das diferenças contratuais no MAE. O preço com o qual a liquidação semanal é realizada é chamado de

preço de curto prazo, ou preço spot. Este preço é definido a partir de uma cadeia de programas computacionais e, atualmente, este preço possui um piso de R\$ 16,95 (ANEEL, 2003) que correspondente ao custo variável da usina de Itaipu binacional, valorado pela média geométrica da taxa de câmbio do dólar americano do ano de 2002.

As concessionárias de fornecimento de energia elétrica realizam periodicamente revisão tarifária a fim de assegurar o seu equilíbrio econômico-financeiro. Para isto, a ANEEL fiscaliza os preços nos quais a concessionária firma os contratos e define valores máximos que a concessionária poderá repassar para as tarifas de fornecimento, de acordo com o tipo de fonte que a concessionária comprou energia elétrica. Este valor máximo para repasse integral às tarifas de acordo com o tipo de fonte de geração é conhecido como Valor Normativo - VN. As concessionárias são incentivadas a comprar energia barata, pois a regra do VN prevê que, quanto mais barata for a energia comprada uma maior porcentagem é repassada às tarifas. A Figura 4 apresenta a curva de repasse do VN. Ao analisar a Figura 4 pode-se notar que para compras de energia abaixo do VN para a fonte de geração o repasse é maior que o gasto em compra de energia; Quando a compra de energia é exatamente o mesmo valor do VN, o repasse exatamente o 100% do VN; Quando o valor da compra é superior ao VN o repasse começa a diminuir até que se fixa em 111,5% do VN para quaisquer valores de compra acima de 1,15VN (115% do VN). Em contrapartida, se a concessionária comprar energia barata, a valores da ordem de 0,8VN (80% do VN), ela poderá repassar à tarifa um custo de 0,885VN (88,5% do VN), auferindo, desta forma, 0,085VN (8,5% do VN) para cada MWh negociado comprado.

CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Este trabalho aplica conceitos da Moderna Teoria de Portfólios, desenvolvida por Markowitz (1952), em investimentos em geração de energia a partir de diferentes fontes de geração. Para o objetivo deste artigo, optou-se pela escolha de uma termelétrica em CCPE (2001). Para isto, procurou-se utilizar parâmetros de uma termelétrica de médio porte, como a apresentada por Pinhel (2000) que realiza uma simulação de inserção de uma usina a gás do tipo ciclo combinado em um ambiente competitivo de comercialização de energia. A termelétrica escolhida foi a UTE - REFAP, de ciclo combinado, cujos dados principais constam na Tabela 3, procurou-se escolher uma termelétrica semelhante à utilizada por Pinhel (2000) porque as bases para uma possível comparação entre os resultados ficam mais parecidas. De forma similar, adotou-se uma hidrelétrica com porte semelhante. Os dados de hidrelétrica utilizados constam também na Tabela 3 e provêm dos dados da UHE - Barra Grande.

Para o cálculo do retorno destes empreendimentos de geração adotou-se como premissas um mercado com livre competição na geração de energia elétrica no Brasil, como é atualmente e como há previsão de ocorrer a partir de 2004 para os produtores independentes que atuarão no Ambiente de Livre Contração - ALC. O retorno esperado é calculado a partir da composição da carteira de contratos que um investidor em geração firmará com seus futuros clientes. A carteira de contratos será composta de contratos firmados bilateralmente a preços fixados com base no Valor Normativo. A parcela não contratada poderá ser liquidada no MAE ao Custo Marginal de Operação previsto pelo CCPE (2001)

Estimativa de preço MAE

Este artigo utilizou como preço MAE a projeção de Custos Marginais médios anuais de Operação - CMO's para os anos de 2001 a 2010 que constam no Plano Decenal 01/10 (CCPE, 2001). Estes custos são apresentados na Figura 5. A Resolução 377/03 da ANEEL(2003) estabelece um piso para o preço MAE no patamar de 16,95/; Devido a isso, em casos onde o CMO, a partir de 2003, for menor que R\$ 16,95, valerá o valor que consta na Resolução 377/03. Como os dados de CMO's do CCPE (2001) são em base anual, adotou-se representar este valor mensalmente, assim fica mais próximo da realidade praticada. Esta representação do ano em períodos mensais é chamada de sazonalização, que é única para cada mês. A sazonalização do CMO médio anual utilizou os índices da Tabela 3 que, por sua vez, foi concebida a partir das tarifas publicadas pelo

MAE em MAE (2003b). Estes custos consideram cenário moderado de evolução de mercado e indicadores econômico-sociais; Também consideram a não implementação do Programa Prioritário de Termelétrica - PPT, que foi um programa de incentivo ao investimento em geração termelétrica que não obteve sucesso devido à política de preços adotados para o gás natural proveniente da Bolívia. O preço de venda que os geradores utilizarão será o VN igual a 38,69 US\$/MWh (ANEEL, 2001) que corresponde ao valor máximo aceito para repasse integral às tarifas para um empreendimento competitivo. O CMO será utilizado para a liquidação financeira da geração não lastreada por contrato bilateral. O mês de referência (100%) é utilizado para facilitar as comparações de variação para os outros meses. Os preços mensais utilizados são de tal forma que atendam os índices da Tabela 3 e, ao mesmo tempo, a média deles resulte nos mesmos valores indicados na Figura 5 para a região Sudeste.

Tabela Erro! Argumento de opção desconhecido.: Sazonalização adotada para o CMO - [% do mês de referência].

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
REF	66,86	32,10	20,66	31,83	48,92	22,66	28,04	32,54	36,10	54,47	74,93	

Fonte: Elaboração própria a partir de dos preços mensais de 1999 a 2000 MAE (2003b).

A remuneração dos agentes e a questão operativa.

Como a principal remuneração dos agentes de geração é constituída de duas componentes, a saber, o montante proveniente de contratos bilaterais de fornecimento e o montante proveniente da liquidação do MAE com base na diferença entre os valores de contratos de energia e preço do MAE, optou-se por estimar a renda média dos empreendimentos para que determine o retorno percentual a cada período. A energia gerada anualmente pela termelétrica que se considerou no artigo não foi entregue em quantidades iguais a cada mês. Cada tipo de consumidor possui um perfil de consumo que é de conhecimento da concessionária que o atende. Baseado neste perfil os contratos anuais são "sazonalizados", ou seja, a energia requerida no ano é dividida mensalmente ou semanalmente segundo a necessidade que o cliente prevê em contrato.

A carga varia a cada mês e segundo uma curva de sazonalização característica que depende da região e da atividade do consumidor. Este perfil de consumo está implícito no mercado previsto pelas concessionárias. Para este trabalho considerou-se que a sazonalização dos contratos da termelétrica é a mesma sazonalização da carga do Sistema Interligado Nacional. A Tabela 4 apresenta a sazonalização implícita nas projeções de mercado para cada submercado realizadas pela ELETROBRAS (2003). Considerou-se o mês de referência como sendo o de maior consumo e verificou-se que, em todas as projeções apresentadas pela ELETROBRAS (2003), a sazonalização é a mesma.

Tabela Erro! Argumento de opção desconhecido.: Sazonalização adotada para a carga - [% do mês de referência].

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
N	95,7	90,9	95,3	94,3	97,2	96,6	98,3	99,2	98,6	REF	98,3	99,9
NE	90,7	90,3	91,8	90,8	91,5	91,5	90,0	91,5	93,4	REF	94,1	94,9
N/NE	92,3	90,4	92,9	91,9	93,3	93,1	92,6	93,9	95,0	REF	95,4	96,5
SE/CO	92,7	92,5	95,3	95,5	94,4	94,7	93,9	94,3	96,0	97,5	REF	95,2
S	96,1	99,5	REF	98,7	97,5	96,1	96,1	97,1	95,8	96,1	98,0	98,3
S/SE/CO	93,9	94,4	96,7	96,6	95,5	95,4	94,8	95,4	96,3	97,6	REF	96,3
SIN	94,4	94,5	96,9	96,5	96,0	95,8	95,3	96,0	97,0	99,1	REF	97,2

Fonte: Elaboração própria a partir de projeções de ELETROBRAS (2003).

A remuneração referente ao MAE - Mercado Atacadista de Energia para a usina termelétrica estudada aqui é proveniente da venda, a preço MAE, da carga não contratada nos meses em que o preço médio MAE for maior que o custo variável da térmica; Para a carga que está lastreada por

contratos, a remuneração referente ao MAE provém da economia gerada pela compra, a preço MAE, da energia que térmica tem contratada nos meses em que o preço médio MAE for menor que o custo variável da térmica. Este trabalho considerou que esta térmica é obrigada a gerar, no mínimo 30% de sua capacidade devido a restrições de contrato de fornecimento de gás (*take or pay*), tal restrição obriga a termelétrica a gerar mesmo quando o preço MAE estiver baixo, pois o esta parcela do contrato de fornecimento de gás deverá ser paga mesmo se não utilizá-lo. Apesar desta restrição, este trabalho desconsiderou a perda de eficiência ao não operar a termelétrica em plena carga, bem como considerou o mesmo custo variável indicado na Tabela 5.

Como foi mostrado, a operação de uma termelétrica depende apenas do seu custo variável. O custo variável é informado pelo proprietário da planta ao ONS para que este realize o despacho ótimo. Para que seja garantida a geração de energia a partir da parcela *take or pay* do contrato de fornecimento de gás, é usual o investidor, proprietário da planta, informar custo variável nulo para esta parcela. No caso das hidrelétricas a parcela não lastreada por contratos é automaticamente liquidada ao preço spot do MAE. O custo variável das hidráulicas não é levado em conta na otimização da cascata.

Tabela Erro! Argumento de opção desconhecido.: **Parâmetros de referência para os empreendimentos.**

Parâmetros	Termelétrica	Hidrelétrica
Potência [MW] ⁽¹⁾	500	690
Custo total [10 ⁶ US\$] ⁽¹⁾	300	551
Custo unitário [US\$/kW.ano] ⁽¹⁾	600,00	798,55
Custo variável [US\$/MWh] ⁽¹⁾	37,80	29,00
Valor Normativo [US\$/MWh] ⁽²⁾	38,69	38,69
Eficiência [%] ⁽³⁾	51	91
Heat rate [GJ/MWh] ⁽⁴⁾	7,048	-
Inflexibilidade [%] ⁽⁵⁾	30%	-
Fator de disponibilidade [%] ⁽⁶⁾	95%	95%
Impostos [% sobre a receita] ⁽⁷⁾	30%	30%
Vida útil [anos] ⁽⁸⁾	50	30

Fonte: 1) CCPE (2001) Cap 5. Pág. 162. Vida útil de 50 anos para a hidrelétrica, 30 anos para a térmica e taxa de desconto de 15% a.a. 2) ANEEL (2001) 3) PINHEL(2000) e CCPE(2001) 4) Conversão de 6,685 MMBTU/MWh apresentado por PINHEL(2000) 5)Obrigação de operar, no mínimo, a 30% da carga máxima. 6) Fator relacionado com as saídas de operação da usina, PINHEL (2000) 7) Taxa adotada para abater despesas com impostos. 8) CCPE (2001)

Na simulação realizada, a termelétrica é despachada somente quando o custo variável for menor ou igual ao preço MAE, caso contrário é como se ela comprasse energia no MAE para atender seu cliente; Mesmo com o custo variável maior que o MAE, a térmica ainda gera a parcela relativa à inflexibilidade. A forma utilizada para a contratação entre a termelétrica e seu cliente foi considerando sazonalização da energia a ser entregue, fazendo com que em alguns meses sobre energia e em outros falte energia para atender o cliente; Nestes casos considerou-se que a termelétrica foi liquidada (a maior ou a menor) ao preço MAE. A energia a ser entregue foi comparada com o a energia máxima gerada pela usina no período para o cálculo das sobras e déficit de geração. As sobras da térmica são liquidadas no MAE somente se o custo variável for menor que o preço MAE. Os déficits são liquidados de qualquer forma ao preço MAE e a térmica recebe, desta parcela, o valor contratual da energia reduzido das despesas da compra no MAE. O fator de disponibilidade foi utilizado para o cálculo da energia máxima gerada pelas usinas nos períodos mensais. A hidrelétrica Conforme apresenta a Tabela 5 são iguais a 95%. Os valores de CCPE (2001) referem-se a dólar médio de dez/2000 (US\$ 1 = R\$ 1,96). Foram utilizados os anos de 2001 a 2010 com preço e quantidade sazonalizados a partir dos índices apresentados nas Tabelas 3 e 4 para o sistema interligado; Ao todo, a série de retornos soma 120 valores referentes aos doze meses dos anos de 2001 a 2010. Os valores obtidos são de tal forma que se mantém a média anual indicada

pela bibliografia e respeita-se a proporção tomando o índice 100% como referência para as curvas de sazonalização.

Os dados de entrada e os resultados principais para a construção da fronteira eficiente constam na Tabela 6. Os dados de entrada são a correlação entre as séries de retornos esperados dos ativos, os retornos médios esperados e os desvios padrão da série de retornos, ou seja, os riscos. Considerou-se que o retorno obtido mensalmente é o quociente da receita média pelo custo unitário mensal do investimento. Foi extraído da receita média o montante 30% referente a impostos.

Tabela Erro! Argumento de opção desconhecido.: **Dados de entrada e resultados da simulação com o modelo de Markowitz.**

	Risco	Retorno	Carteira ótima
Hidrelétrica	11,4%	7,4%	100%
Termelétrica	13,3%	5,0%	0%
Correlação		$\rho = 0,95$	

Fonte: Simulações realizadas com a termelétrica e hidrelétrica fictícias tratadas neste artigo.

A partir dos valores da Tabela 6 e utilizando o modelo de Markowitz (1952) apresentado por diversos autores como Securato (1996) e Bruni e Famá (1998), foi construída a fronteira eficiente para estes investimentos. A Figura 6 apresenta a fronteira de eficiência nos investimentos considerando a correlação $\rho = 0,95$ entre as séries de retornos para os empreendimentos, bem como ilustram as posições de outras fronteiras de eficiência se mantivermos as expectativas de risco e retorno e as correlações adotadas forem: $\rho = -1$, $\rho = -0,6$, $\rho = -0,3$, $\rho = 0$, $\rho = 0,3$, $\rho = 0,6$ e $\rho = 1$.

Os pontos indicados em cada fronteira ilustram a carteira ótima, bem como a sua composição. Por exemplo, a carteira ótima para este investimento considerando ativos sem correlação $\rho = 0$ seria investir 67% dos recursos em ações da hidrelétrica e 33% dos recursos nas ações da empresa termelétrica, conforme apresenta a Figura 6; Desta forma, esperar-se-ia obter cerca de 6,6% de retorno, assumindo um risco de cerca de 9%.

A seguir são apresentadas as conclusões do trabalho.

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo mostrou como a Moderna Teoria de Portfólios (MTP) pode ser utilizada como ferramenta de auxílio à tomada de decisões de investimentos em geração de energia elétrica. Iniciou-se apresentando o modelo institucional no qual a comercialização de energia estará inserida futuramente. O governo divulgou sua implementação em 2005, porém já em 2004 o modelo atual irá, gradualmente, assumindo as funções do futuro modelo. As principais questões a respeito da organização comercial do setor estão em fase de apresentação à sociedade e foram abordadas na introdução deste trabalho; São elas: a questão relativa ao nível de obrigatoriedade de contratação por parte das concessionárias e consumidores livres, as carências para migrações da condição de consumidores livres para cativos, bem como a definição de um ambiente próprio para negociações com contratos aditados entre as partes e com preços livremente negociados. Tais medidas visam, dentre outros objetivos, diminuir o risco enxergado pelo empreendedor que deseja construir plantas de geração de energia, uma vez que o mercado tenderá a ser menos volátil.

O exercício apresentado neste artigo leva em consideração apenas dois ativos; Um deles corresponde a uma usina hidrelétrica e o outro a uma usina termelétrica; Porém a teoria aqui apresentada pode ser implementada para n ativos. Os resultados obtidos na simulação não foram favoráveis ao investimento em ações termelétricas, visto que, considerando o uso dos parâmetros que constam nas Tabelas 3, 4 e 5 para a construção da série de prováveis retornos para os dois empreendimentos e posterior cálculo do retorno esperado, do risco e da correlação, apresentados na Tabela 6, a carteira ótima definiu, para a fronteira eficiente apresentada na Figura 6, que 100% do capital disponível deveria ser investido nos ativos da hidrelétrica. Tal fato deve-se, basicamente, à política de despacho da térmica fictícia utilizada, bem como a forma de contratação de energia e a inflexibilidade de funcionamento. Estes fatores, aliados a uma correlação próxima à unitária, fizeram com que, comparativamente a uma hidrelétrica, o investimento em termelétrica pudesse ser considerado não rentável. A saída para uma análise mais favorável às térmicas seria estabelecer outros parâmetros para o cálculo do retorno esperado. Neste trabalho o retorno esperado foi calculado em função da receita obtida comparada com o custo unitário do empreendimento, cujo custo foi calculado para a vida útil do empreendimento e a taxa de desconto apresentada na Tabela 4. Neste tipo de análise a hidrelétrica poderia apresentar alguma vantagem devido ao custo unitário ter sido calculado com o uso de uma taxa de desconto que, para atualizar valores de um prazo muito distante, poderia baratear o custo, viabilizando, assim, o empreendimento. Porém essa conjectura merece uma análise mais aprofundada.

As técnicas apresentadas aqui podem ter outras aplicações diferentes de análises financeiras. Este artigo utilizou a MTP procurando analisar riscos e retornos em termos de finanças, trabalhando com dados estritamente financeiros e projeções de preço e custo. Porém acredita-se que a mesma lógica possa ser aplicada para avaliar o binômio risco e retorno do ponto de vista estritamente energético, ou seja, em vez de o retorno esperado exprimir uma utilidade financeira, como se faz em análises de investimento, o retorno esperado pode exprimir utilidade energética. A forma como definir a utilidade energética das várias fontes de geração de energia ainda é um parâmetro que não está completamente esquadrinhado. Acredita-se que possa atribuir a mesma utilidade energética para ambas as fontes de geração, ou seja, considerar que, numa aplicação da MTP, o retorno em termos energéticos de quaisquer fontes possui o mesmo peso. Pode-se associar a utilidade energética também ao potencial, a curto ou médio prazo, de exploração da tecnologia de geração; Para isto pode-se definir o retorno de cada fonte como percentuais relativos de potencial de exploração da fonte de energia, tomando como referência o maior potencial e exprimindo os outros potenciais em termo deste. Esta forma atribuiria ao retorno energético um aspecto estratégico, visto que o potencial de exploração de fontes de energia varia de região para região do Brasil. Por exemplo, a região Sul do Brasil teria um maior potencial de geração a partir do carvão mineral do que qualquer outra região; A região Nordeste poderia ter uma considerável parcela do potencial alocado em energia eólica, assim como em energia solar. É possível também exprimir a utilidade

energética em termos do inverso do custo de implantação da tecnologia de geração, por exemplo, o retorno esperado em termos energéticos de uma fonte de energia solar pode ser considerado menor que o retorno esperado em termos energéticos de uma hidrelétrica, visto que o custo unitário da energia de fonte fotovoltaica atualmente é maior que o custo unitário da energia de fonte hidráulica.

O risco em termos energéticos pode ser expresso a partir da possibilidade de indisponibilidade da fonte de geração ao longo do tempo, por exemplo: a geração de energia através do bagaço de cana depende da safra; a hidroeletricidade, a energia solar e a energia eólica dependem do clima, porém cada uma delas utiliza um aspecto do clima. O mais interessante é o que faz desta análise pertinente é definir a correlação entre as séries de disponibilidade destes recursos. Esta correlação irá mostrar quais fontes são complementares entre si em termos de disponibilidade. Definir a correlação entre cada um destes parâmetros (dois a dois), a saber: safra da cana, chuva, incidência solar e ventos, será essencial para a boa aplicação da MTP para este fim.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL, 2001 “*Valor normativo: Nota de esclarecimento sobre a Resolução ANEEL 22 de 2001*”. Documento elaborado pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em 30 de outubro de 2003 no endereço: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/Valor_normativo_22_2001.pdf.
- ANEEL, 2003 “*Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003 - Regulamenta a alteração da sistemática de estabelecimento do preço mínimo do mercado de curto prazo (PMAE_min)*”. Documento elaborado pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em 30 de outubro de 2003 no endereço: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003377.pdf>.
- APINE, 2003 “*Proposta para estruturação de um mercado de longo prazo visando viabilizar a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil*”. Documento elaborado pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica. Maio de 2003. Disponível em 15 de maio de 2003 no endereço www.apine.com.br/
- BERNSTEIN, P. L. 1992 “*Capital ideas*”. New York: Free Press.
- BRUNI Adriano Leal, FAMÁ Rubens, 1998 “*Moderna Teoria de Portfólios: é possível captar, na prática, os benefícios decorrentes de sua utilização?*” Artigo técnico publicado na Resenha BM&F - nº 128.
- CCPE, 2001 “*Plano decenal de expansão 2001/2010*”. Cap. 2 - Mercado de energia elétrica e Cap. 5 - Expansão da Geração do SIN. Documento elaborado pelo CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. Ministério de Minas e Energia, janeiro de 2003. Disponível em 30 de outubro de 2003 no endereço: <http://www.ccpe.gov.br/16-PlanoDecenal/bottom.htm>
- CCPE, 2003 “*Plano decenal de expansão 2003/2012 - Mercado de Energia Elétrica*”. Documento elaborado pelo CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. Ministério de Minas e Energia, janeiro de 2003. Disponível em 30 de outubro de 2003 no endereço: [http://www.ccpe.gov.br/16-PlanoDecenal/ Sum_Exec_02_03.pdf](http://www.ccpe.gov.br/16-PlanoDecenal/Sum_Exec_02_03.pdf)
- COIMBRA, Leila, 2003 “*Transição para o novo modelo ficará para 2005*”. Brasília. Notícia veiculada pelo Jornal Valor On-line em 12/11/2003.
- CGE, 2002 “*Aversão ao risco - Proposta metodológica*”. Documento elaborado pelo CGE - Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - Documento de apoio C - Relatório de Progresso nº 2. Janeiro de 2002. Disponível em 15 de maio de 2003 no endereço www.energiabrasil.gov.br/docs/c_010202.pdf.
- ELETROBRAS, 2003 “*Relatório analítico: ciclo de planejamento / 2001*”. Documento elaborado pela ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S. A.. Disponível em 30 de outubro de 2003 no endereço: http://www.eletrabras.gov.br/downloads/IN_Informe_Mercado/relatorio_analitico_2001.zip
- MARKOWITZ, Harry Max, 1952 “*Portfolio Selection*” . The Journal of Finance, Vol. 7, Ed. 2, p 77-91. Março de 1952.
- MME, 2003 “*Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico*”. Documento elaborado pelo MME - Ministério de minas e energia. Brasília, julho de 2003. Disponível em 30 de Outubro no endereço www.mme.gov.br.
- ONS, 2003 “*Planejamento anual da operação energética - Ano 2003*”. Documento elaborado pelo ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em 30 de outubro de 2003 no endereço: www.ons.org.br/ons/download/Plano_Energ_2003.zip.

- ONS, 2003b “*Dados de capacidade instalada e importação do Sistema Interligado Nacional*”. Documento elaborado pelo ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em 20 de junho de 2003 no endereço: <http://www.ons.org.br/ons/sin /abertura2.htm>.
- PINHEL, Antônio Carlos da Costa, 2000 “*Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico - Análise risco x retorno*”. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2000.
- RE-SEB, 1996 “*Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*”. Estágio I. Documento do MME - Ministério de Minas e Energia. Disponível em 30 de outubro de 2003 no endereço: <http://www.mme.gov.br/sen/reseb/resebnovo.html>
- ROUSSEFF Dilma Vana, 2003 “*Audiência da Ministra de Minas e Energia Dilma Vana Rousseff na Comissão de Infra-Estrutura do Senado*”. Diálogos taquigrafados durante a audiência. Brasília, abril de 2003. Disponível em 20 de junho de 2003 no endereço: <http://www.mme.gov.br/publicacoes/public.htm>.
- SAUER, Ildo, 2002 “*Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro*” Universidade de São Paulo – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – USP/IEE. Dezembro de 2002.
- SECURATO, José Roberto, 1996 “*O modelo de Markowitz na administração de carteiras*”. Artigo Técnico – Revista Mercado de Capitais Nº67, p 17-20. São Paulo, julho de 1996.
- SECURATO, José Roberto, 1996b “*Decisões financeiras em condições de risco*”. 244p, p191-230, Editora Atlas S. A.. São Paulo, 1996.

FIGURAS

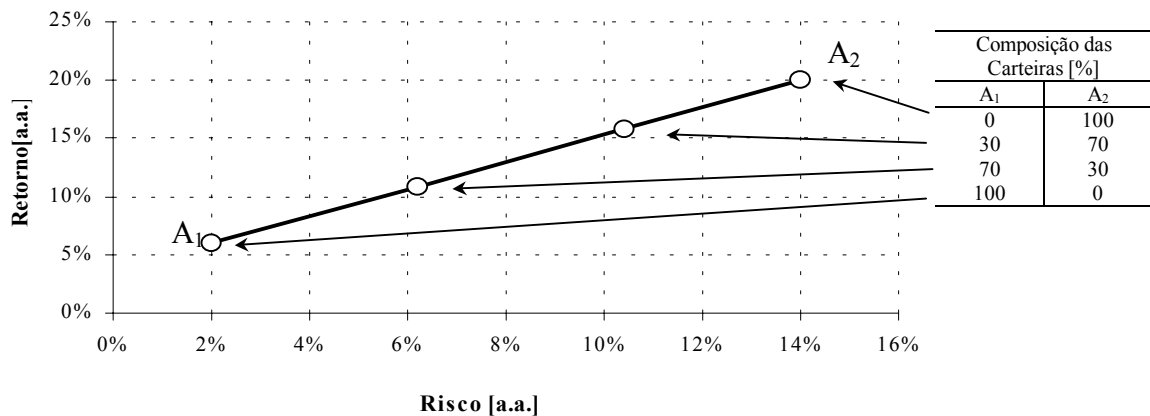


Figura Erro! Argumento de opção desconhecido.: Gráfico da relação risco x retorno das carteiras (“intuitivo”).

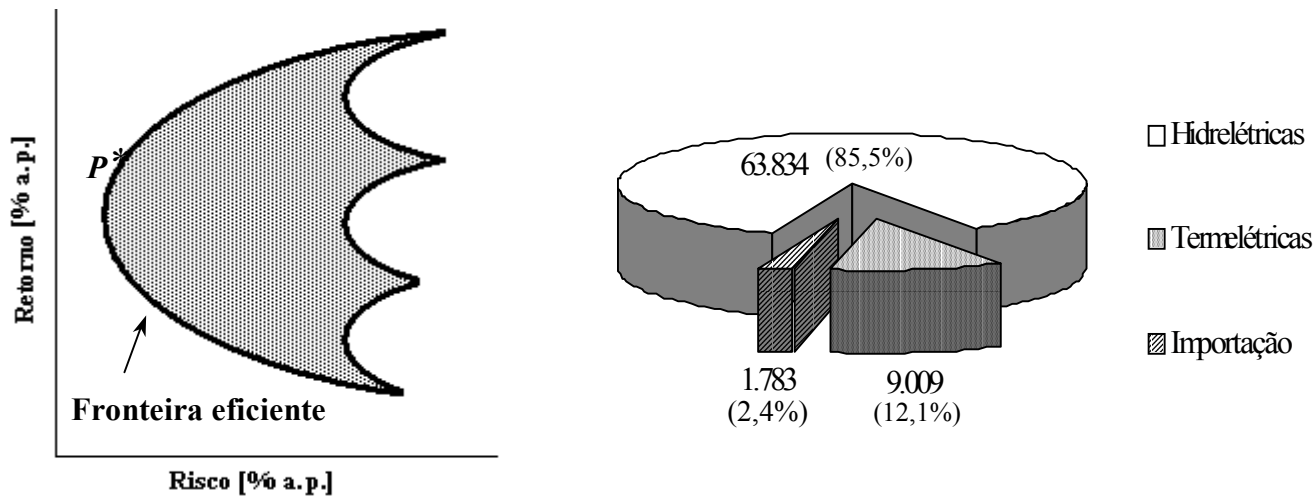


Figura Erro! Argumento de opção desconhecido.: Universo de carteiras, Fronteira eficiente, Carteira ótima. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2003b).

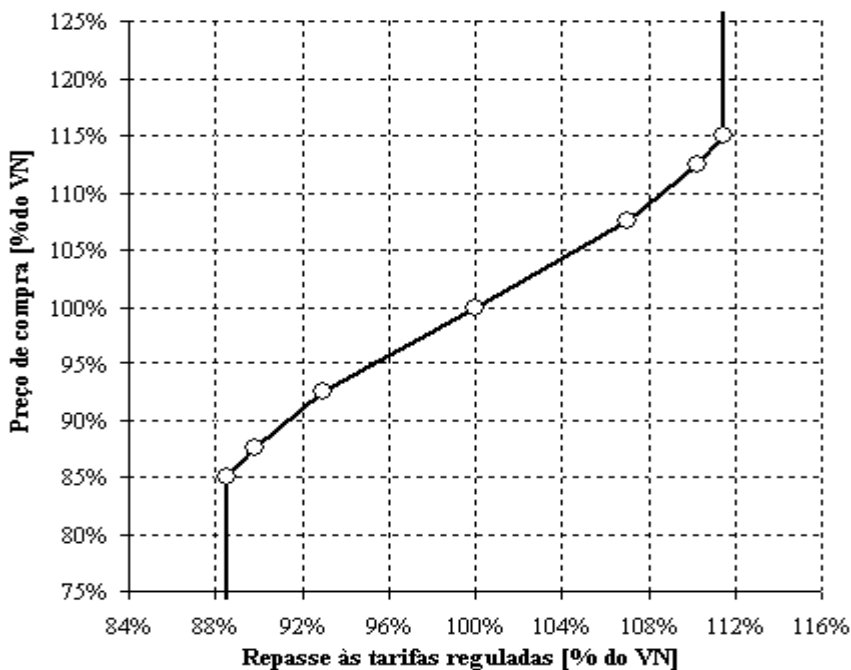


Figura Erro! Argumento de opção desconhecido.: Valor Normativo - preço de compra x repasse permitido. Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de VN da ANEEL (2001).

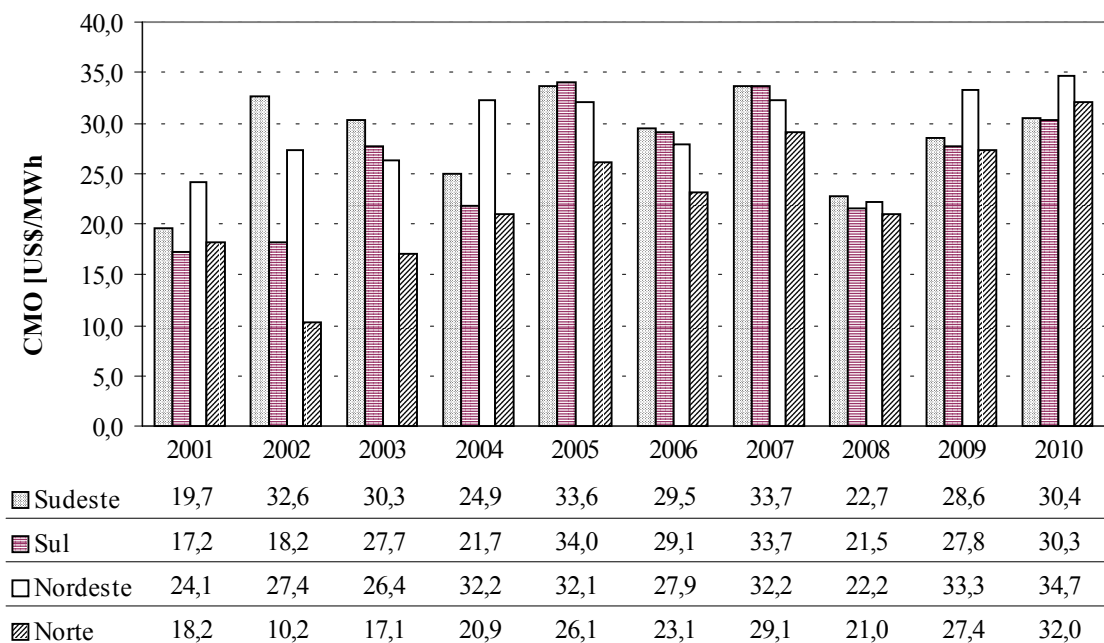


Figura Erro! Argumento de opção desconhecido.: Custos marginais médios anuais de operação 2001/2010 - Cenário moderado - Sem PPT.

Fonte: CCPE (2001)

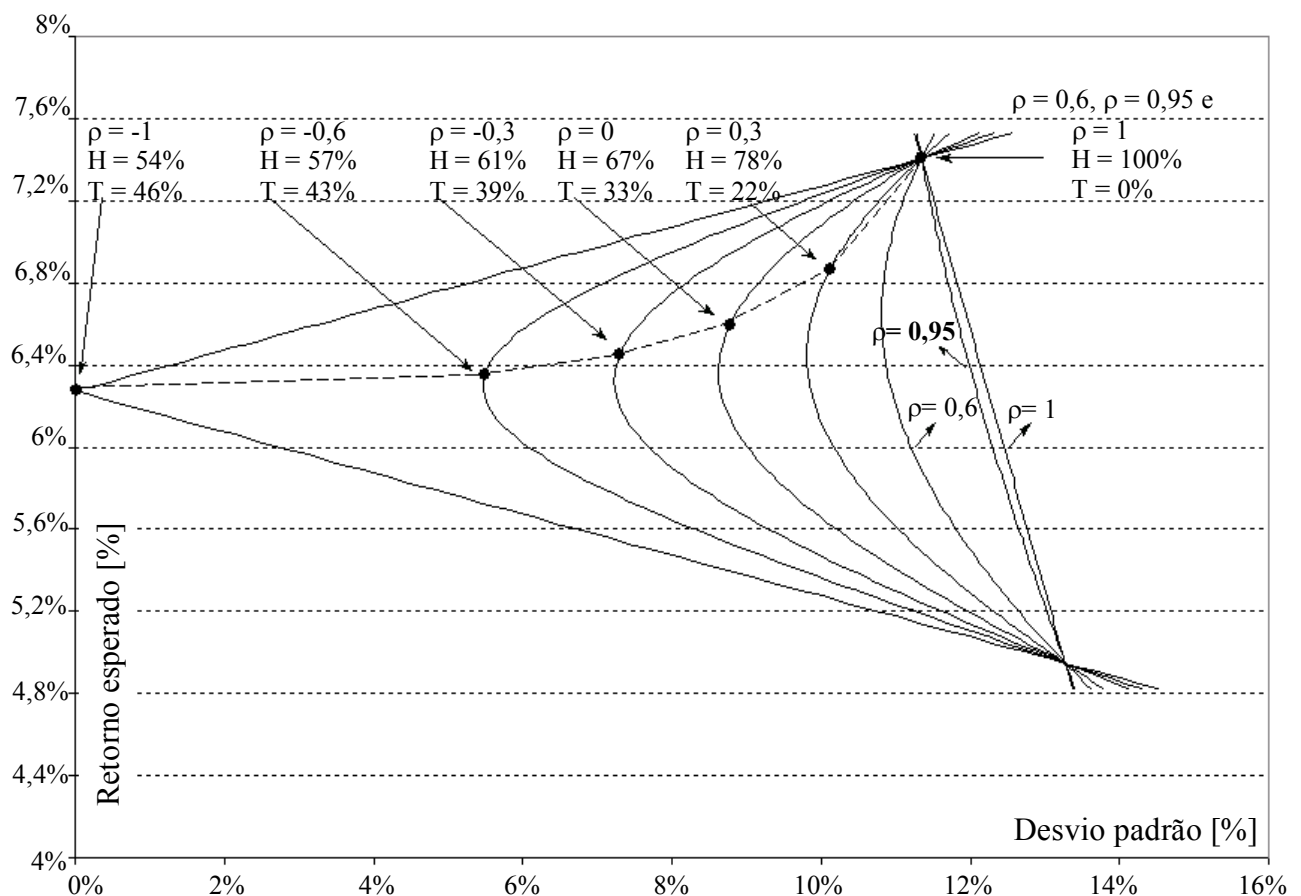


Figura Erro! Argumento de opção desconhecido.: Fronteiras eficientes para oito correlações e a respectiva carteira ótima de cada fronteira.

Fonte: Elaboração própria a partir do estudo de caso com a termelétrica e hidrelétrica fictícias tratadas neste artigo.

BREVE CURRÍCULO DOS AUTORES

Adriano Jeronimo da Silva Nasceu em Ji-Paraná – RO, em 1979. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS) em 2000 e finalizou o mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos em 2003, na Unicamp. Atualmente é aluno no curso de Doutorado na Área Interdisciplinar de Planejamento de Sistemas Energéticos da Unicamp, onde desenvolve pesquisas nas áreas de riscos e oportunidades em comercialização de energia.

Endereço: UNICAMP - Departamento de Energia - Caixa postal 6122 - CEP 13083-970 Campinas - SP

Telefone: (19) 3788-3285

Fax: (19) 3289-3722

E-mail: adrianojs@fem.unicamp.br

José Roberto Securato Graduado em Matemática, obteve o título de Mestre em Matemática em 1979. Obteve o título de Doutor em Administração em 1991, e o de Livre docente em 2000. É autor de três livros, alguns dos quais são referência nacional na área de finanças. Atualmente é professor titular na Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo USP/FEA e seus interesses englobam matemática aplicada às finanças e risco de crédito.

Endereço: USP - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - Sala E 122 - CEP 05508-900 - São Paulo - SP

Telefone: (11) 3818-6077 / 3818-5966 -

Fax: (11) 3814-0439

E-mail: securato@usp.br

Paulo Sérgio Franco Barbosa Graduiu-se em Engenharia Civil, em 1981. Obteve o título de Mestre em 1986 e o de Doutor em 1990, na Universidade de São Paulo – USP. Obteve o título de Livre docente, em 1995, na Universidade Estadual de Campinas – Unicamp. Finalizou em 2001 o Pós-doutorado na Universidade de Princeton nos EUA. Atualmente é professor titular da Faculdade de Engenharia Civil da Unicamp. Seus interesses incluem pesquisa operacional, geração de energia elétrica, recursos hídricos, engenharia hidráulica e engenharia de produção.

Endereço: UNICAMP - Faculdade de Engenharia Mecânica - CEP 13083-970 Campinas - SP

Telefone: (19) 3788-2359

E-mail: franco@fec.unicamp.br

4º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad - 26, 27, y 28 de abril de 2004 - Río de Janeiro, Brasil.