

# Sistema integrado de planejamento e comercialização de energia

## Energy planning and trading: an integrated system

Marcelo Rodrigues Bessa<sup>1</sup>  
Rafael de Souza Favoreto<sup>1</sup>  
Luiz Roberto Morgenstern Ferreira<sup>2</sup>  
Wilson Tadeu Pizzatto<sup>2</sup>  
Márcio Luís Bloot<sup>2</sup>  
Carlos Fernando Bley Carneiro<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC  
bessa@lactec.org.br  
rafaelsf@itaipu.gov.br

<sup>2</sup>Copel – Companhia Paranaense de Energia  
luizroberto@copel.com  
pizzatto@copel.com  
mlbloot@copel.com  
carlos.bley@copel.com

**Abstract:** We describe an Energy Planning and Trading Integrated System aiming at providing the utility needs considering the Brazilian Electric Sector, and taking into account the system complexity and risk factors. To this effect, a company must employ computational tools that support the decision making process. The goal of the system developed in this work is the measurement of the company profitability, operating in the energy market, working in an interconnected grid having predominantly hydroelectric sources, and considering return and risk from a joint perspective. This work was conducted within an R&D programme and took three years to conclude. Furthermore, we discuss and present a Thermal Power Plant Simulator attempting to foster a better understanding of this important complementary type of energy generation. Finally, we proceed to verify whether the insertion of another type of energy source, different from the utility pattern, i.e., hydropower, could be used to obtain economic hedge.

**Keywords:** Thermal complementation, natural gas, electrical energy generation, gas thermal power, integrated system of energy generation, portfolio optimization, risk analysis.

**Resumo:** Este trabalho descreve o Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia cujo objetivo é atender às necessidades da concessionária dentro do contexto do Setor Elétrico Brasileiro considerando a complexidade do sistema e os diversos fatores de risco associados. Para isso, o uso de ferramentas auxiliares no processo de tomada de decisão é imprescindível a uma empresa de geração de energia. A meta do sistema é a aferição da rentabilidade de um agente de geração, operando no mercado de energia, dentro de um sistema interligado predominantemente hidrelétrico, considerando o binômio retorno/risco. O trabalho foi desenvolvido ao longo de três anos e no contexto de um programa de pesquisa e desenvolvimento. Além disso, discute-se e detalha-se o simulador de uma usina térmica a gás para um melhor entendimento dessa forma de geração complementar. Finalmente, verifica-se se a inserção de uma fonte de energia distinta do padrão da concessionária, isto é, energia hidrelétrica, pode ser empregada para obter *hedge* econômico.

**Palavras-Chave:** Complementação térmica, gás natural, geração de energia, termelétrica, térmica a gás, sistema integrado de geração de energia, otimização de carteiras, análise de risco.

## 1 Introdução

A otimização da carteira de ativos de uma empresa de geração de energia do setor elétrico, composta basicamente por ativos físicos, como usinas hidrelétricas/termelétricas, pertencentes ou não ao Mecanismo de Realocação de Energia, MRE, e por outros mecanismos de redução de risco, como os contratos de fornecimento de energia de longo prazo, obtidos mediante leilão, deve levar em conta, de maneira integrada, os riscos associados ao setor, como a incerteza hidrológica, as manutenções dos sistemas de geração, as taxas de crescimento de consumo e demanda do mercado de energia, os preços de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entre outros fatores. Também é preciso avaliar conjuntamente a rentabilidade e o efeito de *hedge* que a inserção de outras formas de geração, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, Pequenas Centrais Termelétricas – PCTs, o uso de células a combustível de hidrogênio (ver Cantão [1]), biomassa, para citar algumas, podem proporcionar à carteira. Além dos fatores citados anteriormente, é igualmente importante poder analisar os aspectos sinérgicos obtidos por meio da combinação de formas distintas de geração, sempre considerando os aspectos de risco e rentabilidade. A perspectiva de uma crescente diversificação da matriz de energia elétrica brasileira, ainda que esta deva permanecer com

predominância hidrelétrica, faz com que ferramentas que permitam integrar em uma análise todos esses aspectos se tornem cada vez mais importantes para o setor.

O presente trabalho descreve as funções dos módulos que compõem o modelo matemático do **Sistema de Análise Integrada e Individualizada de Ativos de Geração (SAIL)**. Este modelo determinou a implementação de uma ferramenta analítica e computacional para análise de sistemas integrados de planejamento e comercialização de energia. O sistema completo apresenta uma metodologia para a integração de diversos modelos computacionais, utilizados para o apoio à tomada de decisões, com o objetivo de maximizar o retorno de investimentos de empresas do setor elétrico considerando diversos patamares de risco. Evidentemente, o sistema considera as restrições regulatórias do Setor Elétrico. Para uma melhor compreensão do processo global, inicialmente é feito um resumo das diversas etapas e modelos utilizados para o planejamento e comercialização de energia do setor elétrico brasileiro.

As principais atividades realizadas ao longo do trabalho de pesquisa e desenvolvimento e descritas neste artigo são:

1) A etapa de simulação da operação de uma usina térmica a gás (ver Seção 4). Esta é uma atividade cujos custos variáveis de operação são elevados durante o processo de geração. Havendo a tendência de uma maior participação do parque gerador térmico com relação ao resto da matriz energética brasileira, é importante conhecer todo o processo de geração térmica e as implicações de sua utilização.

2) A modelagem da carteira de ativos de geração e sua otimização (ver Seção 5). Conforme descrito mais adiante, com a operação centralizada determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), limitando o grau de liberdade de manobra entre os ativos de geração de fonte hidráulica, os deslocamentos na superfície retorno esperado/risco ficam restritos a ativos não pertencentes ao MRE. De qualquer forma, o próprio MRE já é um mecanismo de mitigação de risco.

## 2 Planejamento Empresarial sob Incerteza

É importante que uma empresa possua um adequado posicionamento estratégico em um ambiente de incerteza. Por exemplo, uma atitude de excessiva aversão ao risco pode prejudicar sua posição no mercado enquanto que sua exposição pode resultar em perdas. Almeida Prado [2] aborda a questão de como escolher o melhor

caminho a ser adotado entre as seguintes possíveis atitudes:

- “Aguardar para ver o que vai acontecer”, retardando investimentos até o futuro ficar mais claro, mas correndo o risco de perder importantes oportunidades.
- Apostar alto, assumindo grandes riscos, mas com possibilidades de grandes retornos ou grandes perdas.
- Adotar uma postura de *hedge*, ou melhor, assumindo um caminho mais conservador, reduzindo a margem de risco.

A seguir apresentamos uma metodologia para inicialmente determinar o nível de incerteza que envolve a tomada de decisões estratégicas e, dessa forma, conceber a melhor estratégia de ação.

Mesmo em ambientes extremamente incertos, sempre é possível obter informações estratégicas relevantes. A primeira etapa é a identificação de tendências e a segunda a obtenção de outras que, embora sejam no momento desconhecidas, são passíveis de ser obtidas ou coletadas. Tem-se então o que se chama de incerteza residual. Em termos práticos, essa incerteza residual geralmente está incluída entre os níveis descritos a seguir [3]. A título de ilustração, *sketches* da possível evolução dos cenários ao longo do tempo são aqui apresentados.

### Nível 1: Futuro Razoavelmente Claro

Neste caso, o nível de incerteza residual é irrelevante, permitindo assim uma tomada de decisão estratégica. Em outras palavras, uma simples previsão fornece o grau de precisão necessário para o desenvolvimento de uma determinada estratégia. O emprego de estratégias tradicionais pode então ser aplicado.

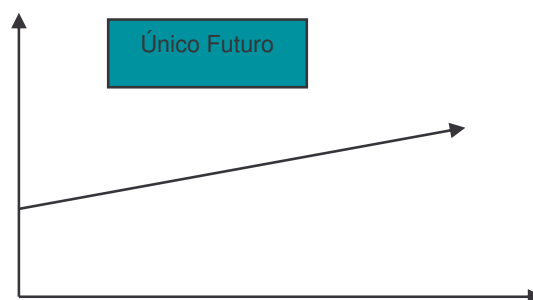


Figura 1: Futuro razoavelmente claro

### Nível 2: Futuros Alternativos

Aqui ainda é possível se identificar claramente alguns cenários discretos alternativos, embora já não se consiga precisar qual o mais provável. Em alguns casos consegue-se estabelecer níveis de probabilidades associando-os. Nesse ambiente, as

ferramentas de análise a serem empregadas são Análise de Valor e Teoria de Jogos. Ver Dixit e Nalebuff [4], Dixit e Pindyck [5] e Brandenburger e Nalebuff [6].

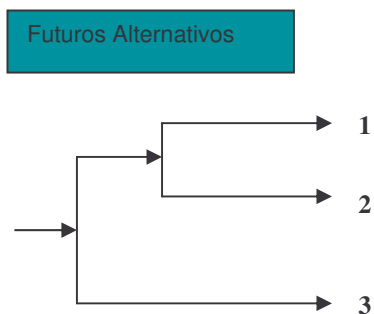


Figura 2: Futuros alternativos

### Nível 3: Ampla Espectro de Futuros

Enquanto que um amplo espectro de futuros potenciais pode ser identificado, é difícil se estabelecer uma linha de separação entre cada um deles, ou melhor, a construção de cenários objetivos fica prejudicada.

A melhor estratégia a ser definida dentro desse quadro é normalmente obtida mediante a construção de modelos iterativos, onde a elaboração dos cenários demanda uma combinação entre prospecção tecnológica e estudos de engenharia, jurídicos e de mercado. Ver Van der Heijden [7] e Senge [8].

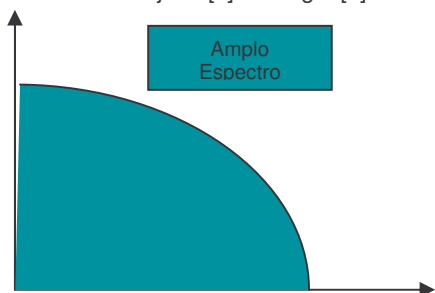


Figura 3: Ampla espectro de futuros

### Nível 4: Ambigüidade Total

Embora os casos reais costumem se restringir aos níveis 2 e 3 há situações onde é necessário atuar em ambientes de grande crise política e econômica, ou ainda, não há bases sólidas para a construção de cenários futuros.

Uma vez determinado o nível de incerteza inerente ao ambiente onde a decisão estratégica deve ser tomada, passa-se à definição da postura estratégica.

As duas posturas a serem adotadas são a de adaptação e a de preservação do direito de permanecer no mercado. No primeiro caso,

ilustrado pela Figura 5, trata-se de escolher o cenário mais provável, mediante as ferramentas já mencionadas, e definir um plano estratégico adaptado à alternativa de futuro selecionada. Nessa situação, a empresa precisa de agilidade e flexibilidade para reconhecer e aproveitar as oportunidades existentes, a despeito dos riscos associados.

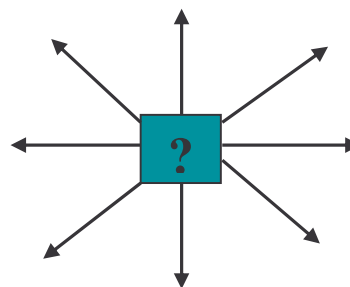


Figura 4: Ambigüidade total

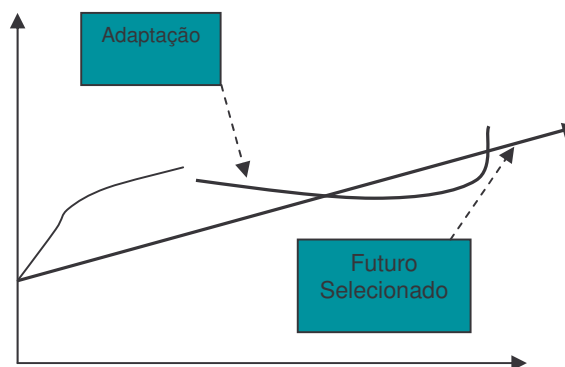


Figura 5: Ambigüidade total

O segundo caso acontece quando os níveis de incerteza com relação ao futuro são muito elevados e provocam indecisão. A empresa acompanha a evolução dos acontecimentos sem fazer um investimento significativo, mas investindo o suficiente para permitir que ela participe do mercado quando o quadro sofrer uma alteração. No caso de uma concessionária de geração, especificamente, poder-se-ia citar a sua participação em investimentos de fontes alternativas de energia, tais como a eólica, o bagaço de cana e células a combustível [1].

### 3 Etapas do Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia

Após o encerramento das atividades do Grupo de Trabalho do RE-SEB no Ministério da Minas e Energia, o modelo vigente até 2002 foi reestruturado e modificado com a introdução de medidas que visam à redução do risco de falta de energia e à garantia da modicidade tarifária. O modelo então concebido também atuou no sentido

de diminuir as incertezas de mercado com relação aos investimentos no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A principal fonte de incertezas do setor voltou a ser a hidrológica, de caráter eminentemente meteorológico. A reestruturação fez com que o nível de incerteza residual se limitasse ao Nível 1, apresentado acima, e com isso o emprego de estratégias mais tradicionais é recomendado.

Com base nas definições do novo modelo para o SEB, foi idealizado um sistema integrado onde as incertezas hidrológicas, que são computadas por meio dos modelos empregados pelo Operador Nacional do Sistema (nos), são consideradas na modelagem dos ativos de geração (energia) e no gerenciamento do risco. O Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia Elétrica é composto das seguintes etapas:

1. Construção de Cenários de Demanda e Oferta de Energia;
2. Determinação da Estratégia Ótima de Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN);
3. Simulação a Usinas Individualizadas do SIN;
4. Modelagem dos Ativos no Mercado de Energia;
5. Gerenciamento do Risco vs. Retorno da Carteira de Ativos.

Na etapa de Construção de Cenários de Demanda e Oferta de Energia são definidas as premissas básicas para a construção de cenários de demanda e oferta de energia do SIN dentro de um período de tempo, denominado período de estudo, que pode variar de alguns meses a vários anos.

Para a determinação da Estratégia Ótima de Operação do SIN, a política operativa ótima do sistema de geração brasileiro é calculada para o cenário de oferta/demanda produzido na etapa inicial. Para isso é necessário determinar, para cada etapa do período de planejamento, as metas de geração para cada usina que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo total de operação ao longo do período. Esse custo total é composto pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia. O software NEWAVE – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), implementa uma metodologia para determinação das estratégias da operação hidrotérmica em longo prazo, com representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política ótima de

operação do SIN [9]. A metodologia de otimização é conhecida como Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDDE).

A terceira etapa é a Simulação a Usinas Individualizadas do SIN. Nessa etapa a operação do SIN é simulada pelo SUIISHI-O – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados, também desenvolvido pelo CEPEL [10]. Nesse modelo, o SIN é representado por usinas hidrelétricas e termelétricas individualizadas. As usinas hidrelétricas podem ser de dois tipos: a fio d'água, quando seu volume armazenado não varia, ou com reservatório, quando apresenta uma significativa capacidade de regularização.

Neste ponto uma observação se faz necessária. O modelo matemático SAIL aqui proposto utiliza os resultados obtidos com as ferramentas empregadas pelo setor elétrico, tais como o modelo NEWAVE e SUIISHI-O (Figura 6), mas poderia utilizar as saídas de outros modelos com objetivos equivalentes. Na medida em que o emprego destes modelos acaba por formatar a operação do setor elétrico brasileiro, a sua utilização é fundamental.

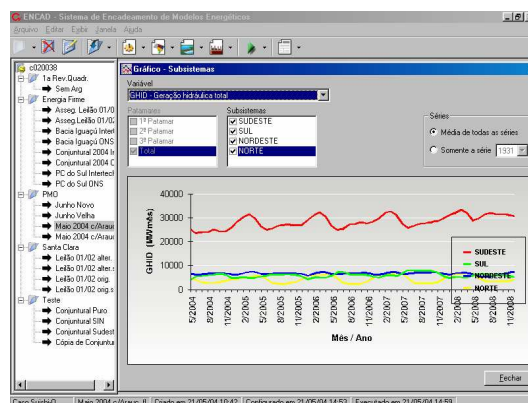


Figura 6: Modelo computacional SUIISHI-O

A Modelagem dos Ativos no Mercado de Energia, quarta etapa do simulador, faz a análise do comportamento econômico e financeiro da carteira de ativos de uma empresa do setor elétrico. Para isso é produzido um modelo computacional que capture a estrutura e a dinâmica de cada ativo, no ambiente do setor elétrico. Nessa fase são calculadas as tarifas por uso do sistema de transmissão. Essas tarifas são importantes devido ao peso significativo dos custos de transmissão no Brasil e ao fato de dependerem da localização e capacidade instalada da usina. A metodologia utilizada é a mesma determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – Resolução Normativa N° 117/2004. Para as usinas hidrelétricas, nessa etapa do processo é

contabilizado o chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), um esquema compulsório de redução de risco hidrológico. No MRE, a geração física de cada usina em cada estágio e patamar de demanda é substituída por um “crédito de energia”, que é proporcional à geração hidrelétrica total do sistema nesse mesmo mês e patamar. No processo de contabilização do CCEE, o chamado “Certificado de Energia Assegurada” da usina, reflete a contribuição de longo prazo de cada hidrelétrica para a produção do conjunto de usinas.

A quinta e última etapa contempla o Gerenciamento do Risco vs. Retorno da Carteira de Ativos. Essa etapa pode ser subdividida em dois itens, descritos abaixo (Silveira [14]):

#### A. Avaliação de ativos de geração em ambiente de risco empresarial

Inicialmente é necessária a caracterização do problema de avaliação de ativos existentes ou novos. A definição de um ativo de geração, ou seja, a construção de seu modelo matemático, precede a etapa de avaliação. O modelo matemático desse ativo é seu fluxo de caixa de desembolsos e recebimentos que, em geral, é composto por despesas de investimento, receitas operacionais, despesas operacionais e despesas financeiras. A Figura 7 ilustra o comportamento do fluxo de caixa de um projeto de investimento típico. No caso de ativos já existentes, muitas vezes se opta por somente avaliar as receitas e despesas operacionais. Inclusive porque, dependendo do caso, já não há mais despesas financeiras, o investimento já está amortizado.

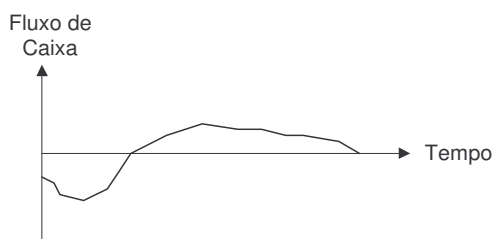


Figura 7: Fluxo de caixa de um projeto típico

A partir do fluxo de caixa líquido, é possível calcular o retorno do projeto por meio da aplicação de um critério de avaliação. Os métodos usualmente empregados no setor elétrico são o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno.

Dessa forma, o retorno de um projeto será traduzido pela sua Taxa Interna de Retorno. Logo, o valor do retorno  $r$  de um projeto  $p$  é calculado a partir da equação 1:

$$\sum_{t=1}^T \frac{S_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (1)$$

onde

- $T$  horizonte de análise;
- $S_t$  fluxo de caixa líquido do projeto no tempo  $t$ ;
- $r$  taxa de retorno.

A solução da expressão, obtida mediante um método iterativo, é um valor de  $r$  como uma Taxa Interna de Retorno, ou simplesmente TIR. Cada projeto, então, possui a sua TIR característica, após a definição de um fluxo de caixa.

A determinação dos fluxos de caixa iniciais de novos projetos (investimento em instalações e equipamentos, por exemplo), é usualmente mais simples que a montagem do fluxo futuro de desembolsos e recebimentos. Isso ocorre porque os prazos de maturação durante os quais ocorre o investimento são muito menores que a vida útil dos projetos, ao longo da qual se recupera o capital investido. Sendo assim, é possível que o fluxo de caixa realizado esteja distante do fluxo planejado inicialmente, em especial porque existem incertezas quanto à realização do fluxo de caixa futuro do projeto.

Uma alternativa para a explicitação e o tratamento de incertezas nos fluxos de caixa de projetos é a elaboração de cenários, que podem ser classificados de acordo com critérios específicos (níveis de demanda, hidrologia, níveis de oferta, por exemplo) e, para cada critério, podem ser definidos diversos níveis (pessimista, provável e otimista, por exemplo).

Dessa forma, a cada projeto é associado um conjunto de fluxos de caixas, que dependem das séries hidrológicas do histórico de vazões ou de séries estocásticas, como exemplificado na Figura 8.

As despesas e receitas operacionais durante o decorrer de um projeto devem considerar as principais regras da CCEE (ou equivalente), com base na produção energética de cada projeto e no custo marginal de operação dos submercados.

Sendo assim, cada projeto analisado apresenta um vetor  $r$  de retornos, de acordo com os cenários hidrológicos postulados. A Tabela 1 apresenta a estrutura da matriz de retornos dos projetos.

Como a taxa de retorno de um projeto varia em função de cada cenário hidrológico  $c$ , esta pode ser tratada como uma variável aleatória. Dessa forma, é possível calcular parâmetros estatísticos tais como o valor esperado, a variância e o desvio padrão do retorno de um projeto.

Tabela 1: Matriz de retornos

	Projeto 1	Projeto 2	...	Projeto P
Cenário 1	$r_{11}$	$r_{12}$	...	$r_{1P}$
Cenário 2	$r_{21}$	$r_{22}$	...	$r_{2P}$
...	...	...	...	...
Cenário C	$r_{C1}$	$r_{C2}$	...	$r_{CP}$

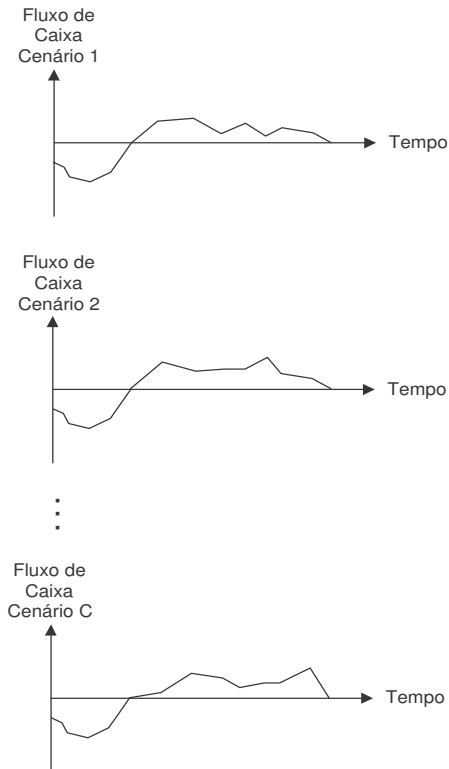


Figura 8: Conjunto de fluxos de caixa de um projeto

O valor esperado do retorno de um projeto  $E(r)$  é dado pela equação 2.

$$E(r) = \sum_{c=1}^C p_c r_c \quad (2)$$

onde

$E(r)$  valor esperado do retorno do projeto

$p$  probabilidade de ocorrência do cenário

$r$  retorno do projeto, expresso pela sua TIR

A variância e o desvio padrão do retorno de um projeto são determinados pelas equações 3 e 4.

$$\sigma^2 = \sum_{c=1}^C p_c [r_c - E(r)]^2 \quad (3)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad (4)$$

onde

$\sigma$  desvio padrão do retorno do projeto

$\sigma^2$  variância do retorno do projeto

A incerteza em relação ao fluxo de caixa de um projeto reflete sobre a volatilidade de seu retorno. Em geral, quanto maior a incerteza associada à realização de um fluxo de caixa, maior é o desvio padrão do retorno do projeto e maior é o seu risco. A variância e o desvio padrão são parâmetros que indicam o grau de volatilidade do retorno do projeto, pois quanto maior a dispersão dos valores do retorno em relação ao seu valor esperado, maior a variância do retorno.

A variância e o desvio padrão são índices estatísticos adequados na avaliação da variabilidade do retorno de projetos individualmente considerados. Para relacionar o comportamento dos retornos de dois projetos, utilizam-se a covariância e o coeficiente de correlação, que relacionam estatisticamente duas variáveis aleatórias. A covariância e o coeficiente de correlação podem ser calculados a partir das equações 5.

$$Cov_{ij} = \sum_{c=1}^C p_c \{ [r_{ic} - E(r_i)] [r_{jc} - E(r_j)] \} \quad (5)$$

$$Corr_{ij} = \frac{Cov_{ij}}{\sigma_i \sigma_j}$$

onde

$Corr$  coeficiente de correlação entre os retornos de dois projetos

$Cov$  covariância entre os retornos de dois projetos

A correlação entre duas variáveis situa-se entre +1 e -1 apresenta sinal algébrico igual ao da covariância. Uma covariância positiva ocorre quando há dependência positiva entre as taxas de retorno, ou seja, quando os retornos dos ativos  $i$  e  $j$  situam-se ambos acima ou ambos abaixo de seus valores esperados. Por outro lado, uma covariância negativa ocorre quando há associação inversa entre as taxas de retorno, ou seja, o retorno do ativo  $i$  está acima de sua média quando o retorno do ativo  $j$  está abaixo de sua média (ou vice-versa). Se o retorno do ativo  $i$  não indicar o comportamento do retorno do ativo  $j$ , não há relação definida entre os retornos e, nesse caso, a covariância é nula.

## B. Análise de risco

O gerenciamento de uma carteira de energia composta por ativos físicos como usinas hidrelétricas e térmicas e de mecanismos de redução de risco como contratos de fornecimento de energia e contratos de compra de combustíveis, cujo objetivo é a maximização da rentabilidade do agente, deve incluir não só uma avaliação de retorno, mas também uma avaliação detalhada do risco do negócio. A teoria de carteiras, introduzida por Markowitz em 1952 [11], [12], é uma das abordagens utilizadas. Muito embora ela tenha sido proposta originalmente para a análise de risco de carteiras de ações e títulos financeiros, é possível adaptá-la para a aplicação em carteiras de ativos de energia. Conforme Bessa [13], Markowitz propõe que o retorno esperado  $E(r)_{cart}$  de uma carteira de ativos  $\mathbf{x}$  é a média ponderada dos retornos esperados dos ativos que a compõem (equação 6).

$$E(r)_{cart} = \sum_{i=1}^n x_i E(r_i) \quad (6)$$

A soma das participações dos ativos na carteira deve ser igual a um, como mostra a equação 7.

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (7)$$

Ainda segundo Markowitz, a variância  $\sigma^2_{cart}$  do retorno de uma carteira de ativos depende da variância do retorno de cada ativo e da covariância dos retornos dos ativos da carteira.

$$\sigma^2_{cart} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij} \quad (8)$$

A teoria de carteiras desenvolvida por Markowitz é basicamente um problema de programação quadrática. O objetivo da teoria é minimizar o risco da carteira sujeito a duas restrições lineares. A solução desse problema é um vetor de participação  $\mathbf{x}$  que minimiza o risco  $f(\mathbf{x})$  da carteira para um nível de retorno desejado  $E^*$ . Colocando em formato de otimização, obtém-se a expressão da equação 9.

$$\text{Min } f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij} \quad (9)$$

sujeita às equações 10.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^j x_i E(r_i) &= E^* \\ \sum_{i=1}^j x_i &= 1 \end{aligned} \quad (10)$$

Logo, representando de modo gráfico, tem-se que a área sombreada da Figura 9, denominada conjunto viável, representa as combinações possíveis para uma carteira composta por múltiplos ativos. Todas as combinações possíveis estão contidas nessa região limitada, de forma que nenhum ativo individual ou combinação de ativos situa-se fora da área sombreada.

Embora as combinações de ativos determinem uma superfície bidimensional, o conjunto eficiente, ou seja, as carteiras mais atrativas estão situadas no limite superior da área entre MV e X. Qualquer ponto abaixo desse conjunto apresenta retorno esperado inferior e mesmo desvio padrão em relação a um ponto do conjunto eficiente.

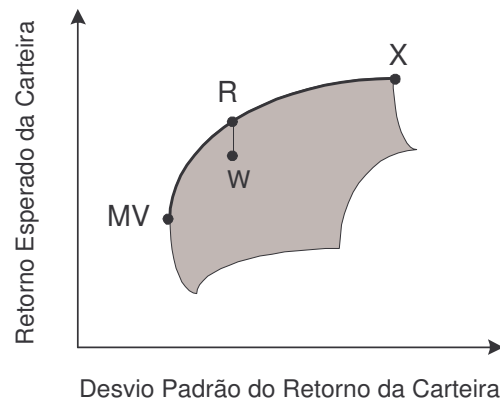


Figura 9: Markowitz – Risco vs. Retorno

Partindo do modelo idealizado por Markowitz, podemos calcular várias medidas de risco e otimizar a carteira de ativos físicos e financeiros do agente, para determinar a fronteira eficiente de Risco vs. Retorno. Por exemplo, determinando qual é a melhor combinação (melhor “mix”) de contratos de venda de energia através de leilões, de curto prazo e investimento [14]. Influenciam os resultados, além dos tipos de ativos citados acima, a sazonalidade de preços de energia elétrica, relações entre custos fixos e variáveis da operação das usinas, valores investidos e tipos de financiamentos utilizados, limitações e eficiência operacionais, horizonte de operação, e outros.

## 4 Geração Térmica

Dentro do Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia Elétrica, um dos

fatores que pode representar um elevado custo operacional é a forma de operação da geração térmica de energia, devido ao preço do combustível.

O simulador de geração de energia por meio de uma usina térmica é utilizado na terceira etapa do sistema integrado, Simulação a Usinas Individualizadas do SIN. Apesar disso, a sua utilização e seus resultados têm reflexos na etapa 2, Determinação da Estratégia Ótima de Operação do Sistema Interligado Nacional.

O funcionamento, operação e procedimentos de uma usina termelétrica são inicialmente baseados no exposto no trabalho organizado por Lora e Nascimento [15].

O combustível utilizado é o gás natural, produto existente em diversos locais do Brasil e da América do Sul, com interligação através de gasodutos. O produto apresenta grande disponibilidade, mas está sujeito à interferência da política entre os países sul-americanos e o mercado internacional do produto.

Em princípio, o custo variável do combustível é o valor declarado ao ONS para definição do despacho desta usina. A correta determinação desse valor é de fundamental importância para a operação mais econômica e eficiente de uma usina térmica. Além disso, o momento considerado e a sua condição de operação também podem determinar uma modificação no custo variável que pode ser declarado.

Para a melhor avaliação do custo variável de operação e detalhamento para a modelagem dos ativos de geração térmica no mercado de energia é desenvolvido um simulador de usina térmica a gás natural. Esse simulador é chamado de SiTerGas (Simulador de Térmica a Gás).

Este simulador utiliza os principais custos envolvidos na operação de uma usina térmica a gás, com especial destaque para o contrato de fornecimento de gás natural. O emprego de simuladores permite a manipulação do sistema, experimentando diferentes decisões e visualizando suas conseqüências. Pode-se trabalhar também com o modelo que está por trás da simulação, questioná-lo e modificá-lo, visando a adequá-lo à realidade e a melhorar o desempenho do sistema.

No desenvolvimento do simulador é utilizada a técnica de Dinâmica de Sistemas (System Dynamics), desenvolvida por Jay W. Forrester, para projetar sistemas de controle, e que foi mais tarde aplicada em sistemas sociais, econômicos e ambientais. Modelos dinâmicos são aqueles

voltados a sistemas em que o desenvolvimento do sistema modifica o comportamento do próprio modelo, situação típica de modelos sociais.

A utilização de sistemas dinâmicos neste caso é particularmente importante porque durante a execução de um projeto diversas ações gerenciais são tomadas e premissas, metodologias, metas e objetivos podem ser modificados.

O *software* utilizado para o desenvolvimento do modelo é o Powersim<sup>®</sup> [16], que é desenvolvido para aplicação de Dinâmica de Sistemas. Esse programa é um ambiente integrado para construção e operação de modelos de simulação. O ambiente utiliza uma linguagem de modelagem gráfica transparente, permitindo a criação de estruturas explícitas e de fácil visualização.

O contrato de fornecimento de combustível a uma usina térmica é parte significativa das despesas da Usina a Gás, principalmente quando ocorre a presença de cláusulas no estilo “pegue-ou-pague” (*Take-or-Pay, Ship-or-Pay*) e indexada em moeda estrangeira [17].

Na cláusula de compra mínima do produto (*commodity*) é considerado que a quantidade comprada, paga e não consumida do produto pode ser utilizada posteriormente, desde que acima da compra mínima. Além disso, esse consumo tem um prazo para acontecer e não deve exceder a duração do contrato.

Com base em um modelo de contrato de gás com essas características, foi desenvolvido um simulador técnico que contempla tais peculiaridades. Também foram incluídas outras despesas relevantes para uma simulação mais ampla, buscando o custo total da usina.

Uma parcela das despesas de uma usina térmica está relacionada a detalhes operativos, como a quantidade de paradas e o intervalo entre essas paradas. Alguns desses cuidados operativos podem adiar ou antecipar grandes manutenções ou substituições de peças e equipamentos. Caso seja necessário um detalhamento mais apurado, é recomendável que esses fatores também sejam levados em consideração.

Para a valoração dos custos fixos, optou-se por utilizar um custo diário. Na apropriação de custos variáveis, o custo foi valorado por MWh (megawatt hora). Em ambos os casos os valores são apropriados excluindo-se os custos do contrato de gás, contemplados separadamente. Para a aproximação de um valor inicial decorrente da Operação e Manutenção (O&M), alguns valores de operação da usina foram estimados e separados em custos fixos e variáveis. Considera-se que a



turbina terá uma vida útil de vinte anos com operação total de dez meses por ano.

Além desses valores, ao longo do período de duração do contrato de gás, foram utilizados dados mensais de CMO (Custo Marginal de Operação) e os despachos em MW médios mensais. O despacho pode ter, na prática, uma variação horária, mas tal detalhamento implica em uma dificuldade muito grande para apropriação de dados e não resultaria em avanços significativos em uma simulação de vinte anos. Da forma como o modelo foi desenvolvido é possível a inserção de valores diários ou qualquer variação proporcional (semanas, meses, ano), caso seja necessário.

A simulação também pode ser feita com o detalhamento de uma usina inserida na simulação NEWAVE, repetindo-se o despacho determinado pelo modelo. Como forma de análise didática, pode-se também executar a operação utilizando apenas os preços da energia para, após um procedimento interativo, convergir-se para um patamar de preços declarados de energia.

A receita da usina foi estimada pela utilização do CMO do subsistema Sul, simulando a situação da usina trabalhando como descontratada, ou seja, com a energia sendo vendida ao preço praticado no mercado de curto prazo ou Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Mesmo para uma usina contratada, essa análise apresenta o resultado equivalente à operação isolada, proporcionando um melhor entendimento de algumas das causas e efeitos do mercado e do sistema agindo exclusivamente na usina.

O fluxo de caixa é calculado dentro do simulador por meio de um módulo, acumulando despesas e receitas diárias. As despesas mostradas no fluxo de caixa são de periodicidade mensal, com a separação entre despesas e receitas. As entradas e saídas de dados são feitas por intermédio de planilhas de arquivos de MS Excel®.

Há também o procedimento para evitar o descarte de gás por meio da inserção de um módulo de "despacho técnico". Esse despacho é ativado quando o reservatório virtual de gás atinge o limite recuperável, considerando o tempo que esse gás está disponível, o número de anos para a recuperação e o despacho em um patamar predefinido. Em valores do contrato de gás, esse é um valor que não acarretará em nenhum gasto adicional além do inicialmente estabelecido, pois o gás utilizado seria descartado e o transporte e a taxa relativa à concessionária seriam pagos de qualquer forma. Como custo adicional, ocorrerá uma apropriação de custo variável. Em contrapartida, será gerada receita referente à venda de energia.

A Figura 10 apresenta a interface gráfica amigável do simulador de Térmicas a Gás desenvolvido como módulo independente do modelo SAIL.

Um exemplo dos resultados gráficos do simulador SiTerGas desenvolvido em Powersim® [16], que permite a simulação de dados oriundos de planilha eletrônica e fornece resultados numéricos e gráficos, está representado na Figura 11.

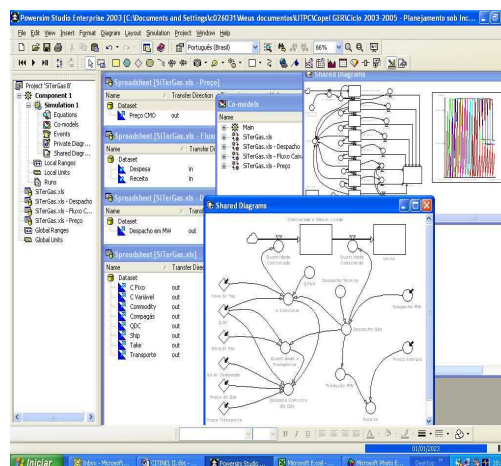


Figura 10: Modelo SiTerGas no Powersim

Dentro de cada mês, os despachos indicados no modelo podem ser otimizados. Ocorrendo isso, sem comprometer o despacho imposto pelo ONS, poderá resultar numa diminuição dos custos médios.

São obtidos valores com a simulação da usina térmica em diversos cenários de preços de energia constantes ao longo do tempo. A forma de operação não é feita em função do preço da energia, mas foram estabelecidos diversos patamares de operação.

Como resultado da simulação isolada da usina térmica a gás, percebe-se que as cláusulas mínimas de compra fazem com que a operação mais econômica da térmica a gás ocorra em função desses valores.

A utilização de uma cláusula de compra mínima (*Take-or-Pay*) e de transporte mínimo (*Ship-or-Pay*) de 70% e 95%, respectivamente, faz com que, em geral:

1. O menor custo total de operação da usina ocorra com a utilização do ativo durante cerca de 70% do tempo disponível.
2. O menor custo médio de operação ocorra com uma utilização da usina por cerca de 95% do tempo disponível.

Esses valores consideram a venda de energia no mercado *spot*, por isso são dependentes do preço

de venda de energia. Em casos extremos de afluência hidrológica (baixa ou elevada) esses valores podem ser diferentes, mas têm uma tendência aos citados.

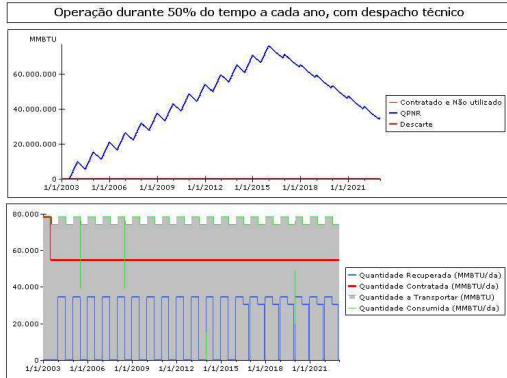


Figura 11: Resultados gráficos do modelo SiTerGas

Dessa forma, a receita de um gerador térmico será maior se o despacho da energia ocorrer em períodos de estiagem (preço elevado), mas ela pode ser ainda maior caso ocorressem despachos em algumas situações de preço de venda menores que o custo médio do combustível. Essa situação acontece porque até serem atingidos os patamares mínimos de compra, a despesa com combustível irá ocorrer mesmo que ele não seja utilizado, sendo então o despacho vantajoso em função do custo variável de operação e manutenção. Deve-se levar em conta, também, a expectativa de elevação do preço futuro de venda de energia, quando pode ser vantajosa a aquisição do gás e consumo posterior.

Assim sendo, com a ocorrência de cláusulas mínimas de compra e transporte de gás, o preço de despacho de uma usina térmica é mais complexo que a simples utilização do custo variável total ou do custo do combustível.

### 5 Otimização de Ativos de Geração

Uma vez definida a melhor estratégia operacional para a Usina Termoeletrica, UTE, esta é inserida no modelo de Análise Econômico-Financeira do Sistema Integrado.

Para tal são empregados os resultados da otimização da operação do sistema por meio das ferramentas de software empregadas pelo Setor Elétrico, como mencionado anteriormente, e criado um conjunto de ativos a ser combinado de maneira ótima gerando uma fronteira eficiente. Como seria de se esperar, em função das inúmeras restrições de ordem prática, o nível ótimo normalmente não pode ser atingido.

O SAIL – modelo de **Sistema de Análise Integrada e Individualizada de Ativos de Geração** compõe-se de dois módulos de análise econômico-financeira, considerando cenários probabilísticos para um conjunto de fluxos de caixa de cada ativo/empreendimento de geração. Desenvolvido e implementado em ambiente Matlab® [18], é compilável, utilizando interface com Planilha Eletrônica Excel.

O primeiro módulo, composto do **Algoritmo do Modelo de Gestão de Risco da Geração**, foi desenvolvido para efetuar a análise de um ativo isoladamente, por meio da simulação do fluxo de caixa da usina (ou outro ativo equivalente), considerando os principais parâmetros financeiros e operacionais do projeto. Como resultado, o modelo fornece o vetor de Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) para cada cenário utilizado na análise, bem como o Risco e o Retorno esperados.

O segundo módulo, composto do **Algoritmo do Modelo de Auxílio à Tomada de Decisão**, foi desenvolvido para efetuar a análise de um conjunto de empreendimentos de geração, por meio da abordagem de carteira de investimentos. A montagem dessa carteira pode tanto ser utilizada na avaliação do estado financeiro dos ativos de geração do investidor, quanto como ferramenta de análise de investimento de novos ativos inseridos na carteira atual ou na formação de uma nova carteira. Como resultado, o modelo fornece avaliação da carteira real, em termos de Risco-Retorno, e as composições possíveis dos ativos formadores da Fronteira Eficiente (Markowitz [11], [12]). Além disso, permite a escolha de composições com restrições a um Retorno ou a um Risco predeterminado.

O **Modelo de Gestão de Riscos de Geração** tem como interface de dados de entrada um arquivo de planilha eletrônica Excel, como mostra a Figura 12. Na primeira folha, encontram-se *links* de navegação para as entradas de dados.

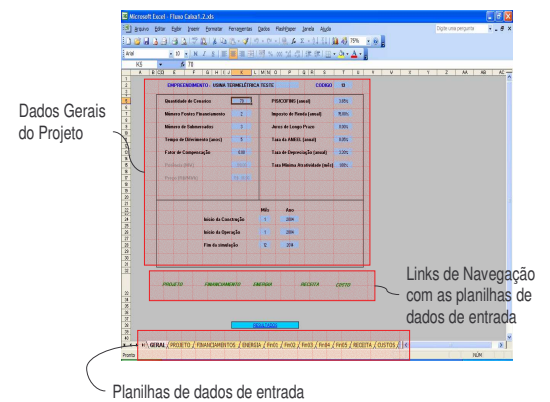


Figura 12: Interface de entrada do modelo de gestão de riscos de geração

Essa primeira entrada de dados informa dados gerais do empreendimento e da simulação para o modelo. Informações de identificação do ativo/projeto, número de cenários utilizados, alíquotas de Tributos, horizonte de simulação, e *links* de navegação para as demais folhas de dados de entrada.

A interface de dados de entrada do **Modelo de Auxílio à Tomada de Decisão** é simples, necessitando apenas informar o número de projetos, pasta de localização, o nome dos arquivos dos projetos, como mostra a Figura 13.

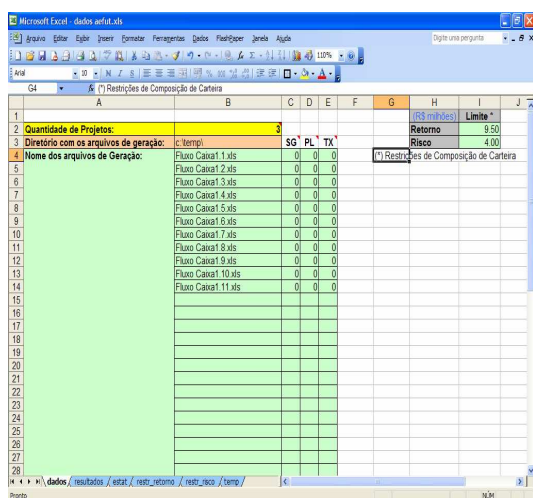


Figura 13: Interface de entrada do modelo de auxílio à tomada de decisão

Os resultados da simulação do **Modelo de Gestão de Riscos da Geração** são apresentados no mesmo arquivo de entrada de dados (planilha eletrônica), como mostra a Figura 14.

Entretanto, é importante para o tomador de decisão ter conhecimento do seu “status quo” e das possíveis atitudes que ocasionariam o seu deslocamento em uma direção mais favorável dentro do conjunto viável. Na Figura 15, o conjunto viável é obtido mediante combinações aleatórias entre os ativos. A situação presente é mostrada como um pequeno círculo vermelho. A fronteira eficiente, locus mais desejável de se situar, está acima e um pouco deslocada do conjunto viável, que tem o aspecto de uma nuvem de pontos.

Logo, uma alteração desejável na situação representada pela carteira real, local onde a empresa atualmente se situa, seria no sentido do quadrante de 9 às 12h do relógio. Esse deslocamento implicaria aumento de retorno e diminuição de risco. Evidentemente que o melhor deslocamento também depende da predisposição

do tomador de decisão com relação ao risco<sup>1</sup>.

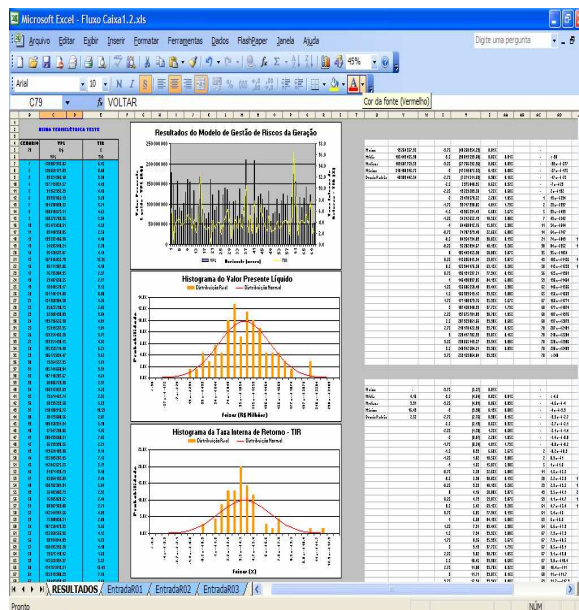


Figura 14: Interface de saída do modelo de gestão de riscos de geração

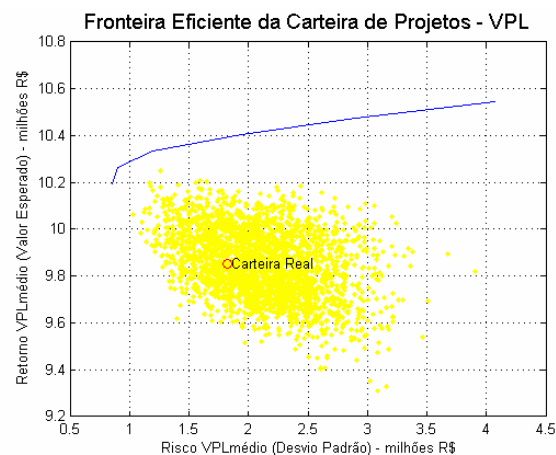


Figura 15: Markowitz – Fronteira Eficiente

## 6 Conclusão

Os resultados gerados pelo sistema computacional integrado fornecem subsídios ao processo de tomada de decisão em situações como a construção de novos empreendimentos de geração de energia, operação otimizada dos atuais e a comercialização da energia disponível

<sup>1</sup> Os dados apresentados não correspondem aos reais por razões de confidencialidade. Foram empregados valores padrão retirados de [15] e de saídas do NEWAVE.

de uma empresa de geração do Setor Elétrico Brasileiro. Também admite a combinação de todas as situações mencionadas.

Os resultados de extensivas simulações de uma usina térmica a gás, inserida no sistema integrado, possibilita concluir que as estimativas de custos geradas mediante modelos empregados no SEB, tais como NEWAVE e SUIISHI-O, não representam bem os custos reais associados a esse tipo de operação. Conseqüentemente, é recomendado que o uso de geração térmica complementar dentro de um parque gerador predominantemente hidráulico deve ser feito de modo criterioso, dado que muitas vezes a operação sugerida por esses modelos não tira o melhor proveito das possibilidades de sinergia entre as formas distintas de geração elétrica. Chega-se, portanto, à conclusão de que a operação do sistema integrado poderia ser feita de maneira mais econômica do que a existente, em função das regras atuais que restringem a operação conjunta.

Os resultados das simulações mostram que os contratos de fornecimento de gás podem criar situações de grande relevância operativa que presentemente não são contempladas nos modelos de simulação que não exploram de modo mais eficiente a característica complementar da operação térmica no SEB. Os benefícios, além de econômicos, podem ser estendidos para o plano da sustentabilidade ambiental.

O MRE diminui a margem de manobra de empresas que preferem gerenciar seus ativos de geração de forma mais pró-ativa enquanto que por outro lado reduz a margem de risco associada à produção de energia elétrica.

## 7 Agradecimentos

Os autores agradecem as contribuições de Marciano Morozowski Filho, Fabíola S.V. Silveira, Sérgio Luiz Lamy, Luiz F. Kamogawa, Ralph C. Groszewicz, Marcilio U. Nagayama, Juarez S. Andrade, Márcio S. Kuwabara, Leonardo M. Nepomuceno e Carlos Duarte da Costa recebidas durante a elaboração deste estudo. Este trabalho também deve muito à tese de mestrado de R.S. Favoreto [19] e à monografia de W.T. Pizzatto [20].

Este trabalho foi executado com o apoio da ANEEL e da Copel Geração dentro do Programa de P&D, projeto Estratégias de Planejamento Empresarial sob Incerteza, código ANEEL 2864-008/2003.

## 8 Referências

[1] CANTÃO, M.P. et al. *Produção de Hidrogênio em Pequena Central Hidrelétrica: Avaliação das*

*Oportunidades de Negócio. XIX SNPTEE, GII, Rio de Janeiro, RJ, 2007.*

- [2] ALMEIDA PRADO JR., F. A., *Reflexões sobre o posicionamento estratégico de empresas em condições de incerteza – Exemplos do Setor Elétrico, III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, 1998.
- [3] COURTNEY, H. et al. *Strategy Under Uncertainty. Harvard Business Review*, Novembro-Dezembro 1997.
- [4] DIXIT, A. e B.J. Nalebuff **Thinking Strategically: The Competitive Edge in Business, Politics and Everyday Life**, Nova York, W.W. Norton, 1991.
- [5] DIXIT, A K. e R.S. Pindyck *The Options Approach to Capital Investment, Harvard Business Review*, Maio-Junho 1997.
- [6] BRANDENBURGER, A. M. e B.J. Nalebuff *The Right Game: Use of Game Theory to Shape Strategy, Harvard Business Review*, Julho-Agosto 1995.
- [7] VAN DER HEIJDEN, K. **Scenarios: The Art of Strategic Conversation**, Nova York, John Wiley and Sons, 1996.
- [8] SENGE, P. N., **Fifth Discipline: The Art and Practice of the Learning Organization**, Nova York, Doubleday, 1990.
- [9] CEPEL - *Projeto Newave - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário*, Abril de 2002.
- [10] CEPEL - *Projeto SUIISHI-O - Modelo de Simulação a Usina Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados - Manual do Usuário*, Abril de 2004.
- [11] MARKOWITZ, H. Portfolio Selection, **Journal of Finance**, 7, 77-91, 1952.
- [12] MARKOWITZ, H. **Portfólio Selection: Efficient Diversification of Investments**, Yale University Press, New Haven, CT, EUA, 1959.
- [13] BESSA, M.R. **Optimization of the Operation of Multireservoir Systems: A Great Lakes Case Study**, Ph.D. Dissertation, Dept. of Systems Design Engineering, University of Waterloo, Waterloo, Ontário, Canadá, 1998.
- [14] SILVEIRA, F. **Modelo integrado para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico**. Tese de Doutorado UFSC, Programa de pós-graduação em engenharia elétrica. Florianópolis, 2001.
- [15] LORA, E. e M.A. Nascimento (coordenadores). **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 2 volumes (1296 p.).
- [16] POWERSIM SOFTWARE, [www.powersim.com](http://www.powersim.com)
- [17] PINHEL, A. **Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico brasileiro: uma análise risco x retorno**. Dissertação de Mestrado, programas de pós-graduação de engenharia da Universidade Federal Do Rio De Janeiro (UFRJ – COPPE). Rio de Janeiro, 2000.
- [18] THE MATHWORKS, site [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)
- [19] FAVORETO, R. **Estratégias de Planejamento Empresarial: Tratamento de Incertezas de uma Empresa de Geração no Sistema Elétrico**. Dissertação de Mestrado, PPGERHA (UFPR), Curitiba, 2005.

- [20] PIZZATTO, W. **Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia.** Monografia de Especialização apresentada ao CPOC (LACTEC CEHPAR-UFPR). Curitiba, 2004.