

Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia

Marcelo Rodrigues Bessa, CEHPAR LACTEC; Rafael de Souza Favoreto, CEHPAR LACTEC; Wilson Tadeu Pizzatto, COPEL; Luiz Roberto Morgenstern Ferreira, COPEL; Márcio Luiz Bloot, COPEL e Carlos Fernando Bley Carneiro, COPEL¹

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.

I. 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 gera-

ção, 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.

¹Este trabalho foi executado com o apoio da ANEEL e da COPEL GER dentro do Programa de P&D, projeto Estratégias de Planejamento Empresarial sob Incerteza, código ANEEL 2864-008/2003.

Marcelo Rodrigues Bessa trabalha no LACTEC CEHPAR, Centro de Hidráulica e Hidrologia Professor Parigot de Souza, do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (e-mail: bessa@lactec.org.br).

Wilson Tadeu Pizzatto, Luiz Roberto Morgenstern Ferreira, Márcio Luiz Bloot e Carlos F. Bley Carneiro trabalham na COPEL, Companhia Paranaense de Energia (e-mails: pizzatto@copel.com, luiz.roberto@copel.com, mlbloot@copel.com e carlos.bley@copel.com).

Rafael de Souza Favoreto é atualmente funcionário da Itaipu Binacional (e-mail: rafaelsf@itaipu.gov.br)

De qualquer forma, o próprio MRE já é um mecanismo de mitigação de risco.

II. 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. Entretanto, como escolher o melhor caminho a ser adotado entre as seguintes possíveis atitudes, Almeida Prado [2]:

- “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, desta forma, conceber a melhor estratégia de ação.

Mesmo em ambientes extremamente incertos sempre é possível se 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 serem obtidas ou coletadas. Temos então o que chamamos de incerteza residual. Em termos práticos, esta incerteza residual geralmente está incluída entre os seguintes níveis. (Courtney [3])

Nível 1: Futuro Razoavelmente Claro

Neste caso, o nível de incerteza residual é irrelevante permitindo 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 aplicada.

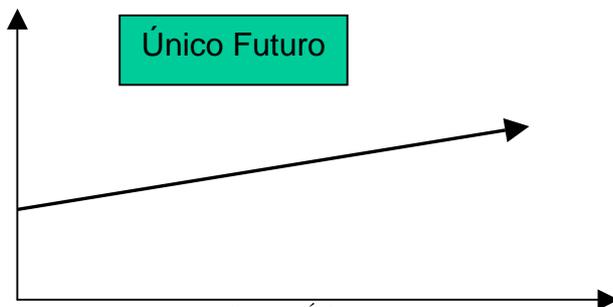


Figura 1: Único Futuro

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 estabe-

lecer níveis de probabilidades associando-os. Neste ambiente, as ferramentas de análise a serem empregadas são Análise de Valor e Teoria de Jogos. Ver Dixit e Nalebuff [11], Dixit e Pindyck [4] e Brandenburger e Nalebuff [5].

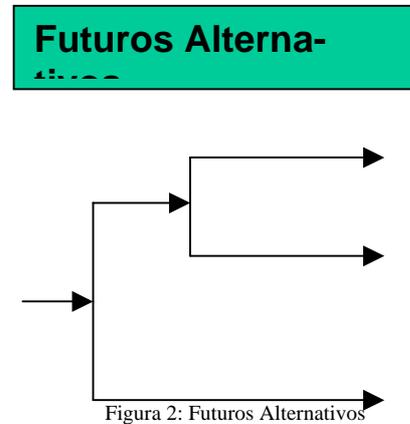


Figura 2: Futuros Alternativos

Nível 3: Amplo 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 deste quadro é normalmente obtida através da 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 [9] e Senge [10].

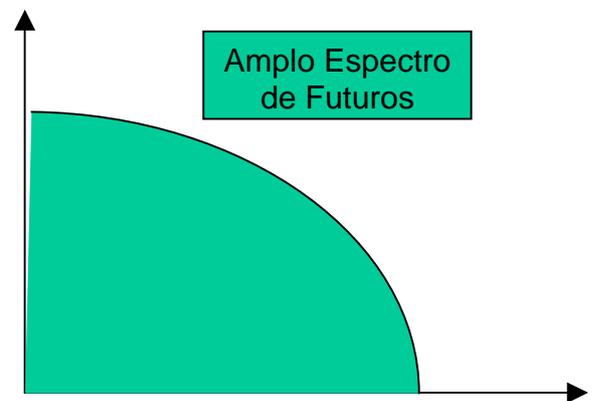


Figura 3: Amplo Espectro de Futuros

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.

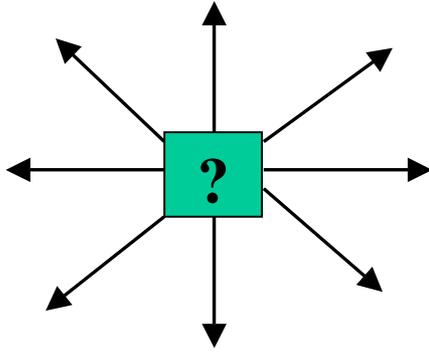


Figura 4: Ambigüidade Total

Uma vez determinado 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 abaixo, trata-se de escolher o cenário mais provável, através das ferramentas já mencionadas, e definir um plano estratégico adaptado à alternativa de futuro selecionada. Nesta situação, a empresa precisa de agilidade e flexibilidade para reconhecer e aproveitar as oportunidades existentes, a despeito dos riscos associados.

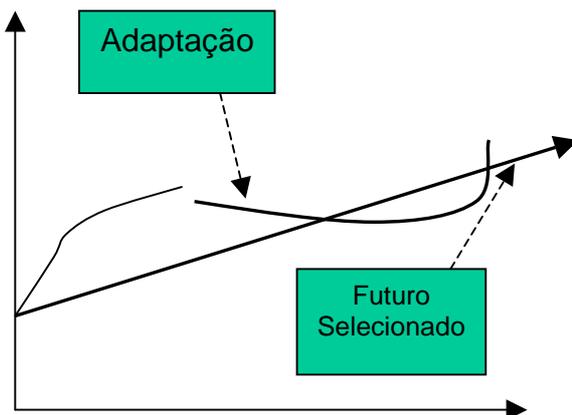


Figura 5: Postura de adaptação ao cenário mais provável

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, poderíamos citar a sua participação em investimentos de fontes alternativas de energia, como, por exemplo, eólica, bagaço de cana e células a combustível [1].

III. ETAPAS DO SISTEMA

Após o encerramento das atividades do Grupo de Trabalho 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 mer-

cado 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 isto o emprego de estratégias mais tradicionais é recomendado.

Com base nas definições do novo modelo para o SEB, foi idealizado o seguinte sistema integrado onde as incertezas hidrológicas, que são computadas através dos modelos empregados pelo Operador Nacional do Sistema, ONS, 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 (Sistema Interligado Nacional) 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. Este 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 CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), 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 Sistema Interligado Nacional [7]. A metodologia de otimização é conhecida como Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDDE).

A terceira etapa é a Simulação a Usinas Individualizadas do SIN. Nesta etapa a operação do Sistema Interligado Nacional é simulada pelo SUISHI-O (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados), também desenvolvido pelo CEPEL [8]. Nesse modelo o Sistema Interligado Nacional 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

SAIL utiliza os resultados obtidos com as ferramentas empregadas pelo setor elétrico, tais como o modelo NEWAVE e SUISHI-O, 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.

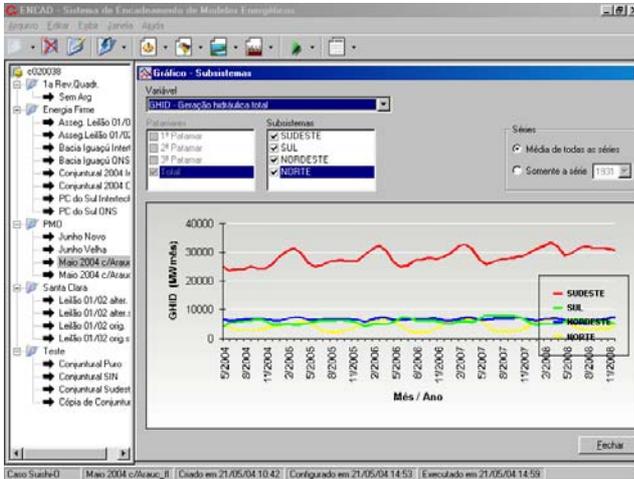


Figura 6 – Modelo Computacional SUISHI-O

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. Nesta fase são calculadas as tarifas por uso do sistema de transmissão. Estas tarifas são importantes devido ao peso significativo dos custos de transmissão no Brasil e ao fato das mesmas dependerem da localização e capacidade instalada da usina. A metodologia utilizada é a mesma determinada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Para as usinas hidrelétricas, nesta 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 neste 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. Esta etapa pode ser subdividida em dois itens, quais sejam (para maiores informações, o leitor deve se reportar a Silveira [16]):

A. Avaliação de Ativos de Geração em Ambiente de Risco Empresarial

Caracterização do problema de avaliação de ativos de geração (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 deste ativo é seu fluxo de caixa de de-

sempolsos 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.

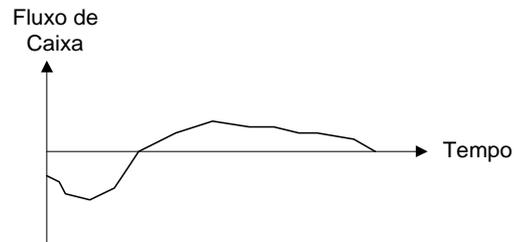


Figura 7 - Fluxo de Caixa de um Projeto Típico

A partir do fluxo de caixa líquido, é possível calcular o retorno do projeto através 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.

Desta 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 expressão que segue:

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

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 através de 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. Isto 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 sub-mercados.

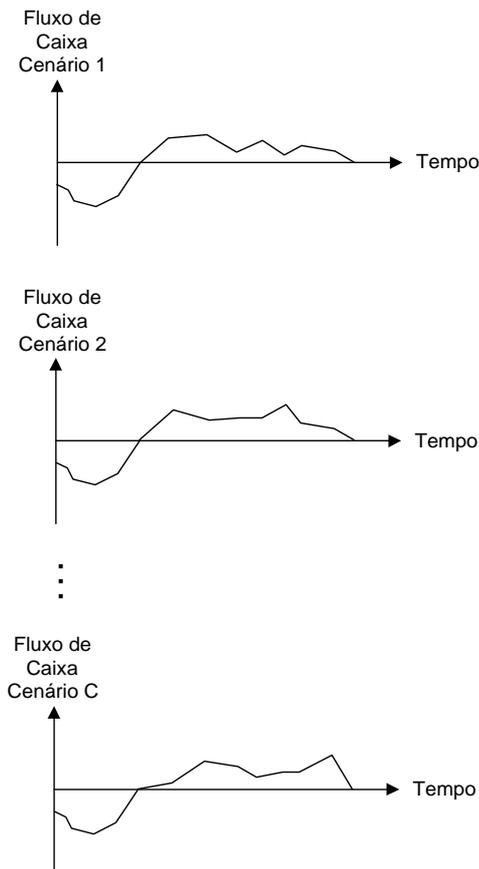


Figura 8 – Conjunto de Fluxos de Caixa de um Projeto

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.

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}

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.

O valor esperado do retorno de um projeto $E(r)$ é dado pela expressão:

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

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 expressões a seguir:

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

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

Onde:

σ desvio padrão do retorno do projeto
 σ^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 expressões a seguir:

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

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

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, neste 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, contratos de compra de combustíveis, etc, 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 [6], [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 [17], Markowitz propõe que o retorno esperado de uma carteira de ativos $E(r)_{cart}$ é a média ponderada dos retornos esperados dos ativos que a compõem.

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

A soma das participações dos ativos na carteira deve ser igual a um, ou seja:

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

Ainda segundo Markowitz, a variância do retorno de uma carteira de ativos σ^2_{cart} 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 deste problema é um vetor de participação \mathbf{x} que minimiza o risco da carteira $f(\mathbf{x})$ para um nível de retorno desejado E^* . Colocando em formato de otimização, obtemos:

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

Sujeito a:

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

Logo, representando de modo gráfico, temos 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 nesta 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 cartei-

ras mais atrativas, estão situadas no limite superior da área entre MV e X. Qualquer ponto abaixo deste conjunto apresenta retorno esperado inferior e mesmo desvio padrão em relação a um ponto do conjunto eficiente.

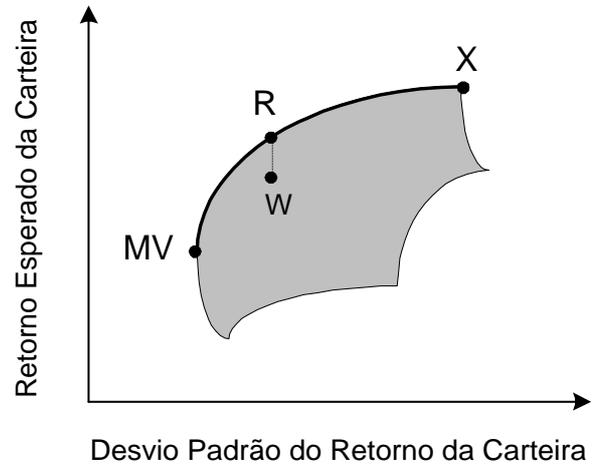


Figura 9 – Markowitz - Risco vs. Retorno

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 [16]. 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, etc.

IV. 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, isto devido ao preço do combustível.

O simulador de geração de energia através 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 tem reflexos na etapa dois, 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 [13].

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 deste valor é de fundamental impor-

tância 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. Este simulador é chamado de SiTerGas (Simulador de Térmica à 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 consequências. Pode-se trabalhar também com o modelo que está por trás da simulação, questioná-lo e modificá-lo, visando adequá-lo à realidade e melhorar o desempenho do sistema.

No desenvolvimento do simulador é utilizada a técnica de Dinâmica de Sistemas (System Dynamics). Esta técnica foi desenvolvida pelo engenheiro e pesquisador norte-americano Jay W. Forrester, um dos pioneiros da computação eletrônica. Ela foi inicialmente desenvolvida para projetar sistemas de controle e foi mais tarde aplicada em sistemas sociais, econômicos e ambientais. Sistemas são a tentativa de representação de uma percepção da realidade [14], enquanto que 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 é particularmente importante porque durante a execução de um projeto diversas ações gerenciais são tomadas e premissas, metodologias, metas e objetivos podem ser modificados. Os modelos de representação de projetos em rede falham em representar essas relações dinâmicas, que podem levar a resultados completamente opostos ao esperado [15].

O *software* utilizado para o desenvolvimento do modelo é o Powersim[®], que é desenvolvido para aplicação de Dinâmica de Sistemas. Este 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 “*Take-or-Pay*” e “*Ship-or-Pay*” e indexada em moeda estrangeira [18].

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 contemple tais peculiaridades. Também foram incluídas outras despesas relevantes para uma simulação mais ampla,

buscando o custo total da usina.

Na inclusão de outros custos (que não os do contrato de fornecimento de combustível) utilizou-se uma separação simplificada de despesas em custos fixos e custos variáveis, sem o detalhamento de despesas com manutenções diferenciadas (*Overhaul*) em função da quantidade de horas operadas ou de número de paradas. Essas manutenções de grande porte foram diluídas em um valor médio operativo. Um maior nível de detalhamento depende do acesso a maiores informações técnicas e operacionais.

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 20 anos com operação total de 10 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 20 anos. Da forma como o modelo está 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, também se pode executar a operação com a utilização apenas dos preços da energia para, após um procedimento interativo, se convergir 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 pla-

nilhas de arquivos de MS Excel®. Estas planilhas pertencem ao mesmo arquivo, com 4 modelos distintos (Dados Gerais; CMO; Despacho; Fluxo de Caixa). Conseqüentemente, os dados de entrada e os resultados do modelo em Powersim® são visualizados destacadamente, sem a necessidade de interação com o modelo durante a simulação.

Há também o procedimento para evitar o descarte de gás através 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 este gás está disponível, o número de anos para a recuperação e o despacho em um patamar pré-definido. Em valores do contrato de gás, este 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 à Gás desenvolvido como módulo independente do modelo SAIL.

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

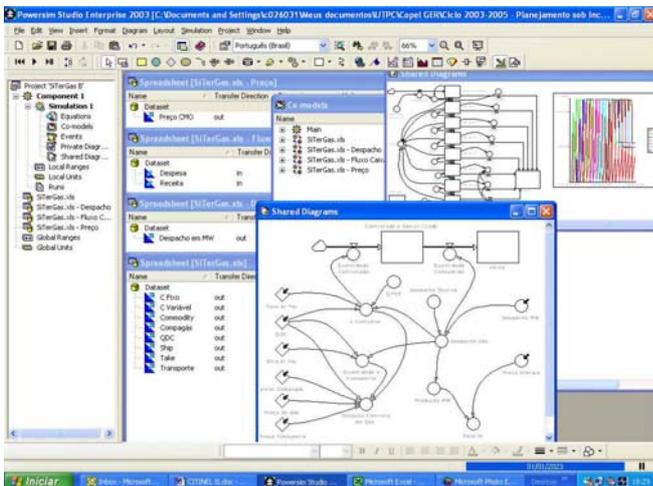


Figura 10 – Modelo SiTerGas no Powersim

Dentro de cada mês, os despachos indicados no modelo podem ser, ainda, 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.

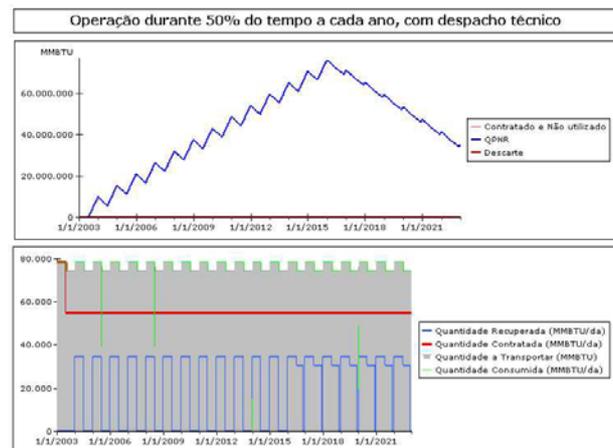


Figura 11 – Resultados Gráficos do Modelo SiTerGas

Desta forma, a receita de um gerador térmico será maior se o despacho da energia ocorrer em períodos de estiagem (preço elevado). Entretanto, 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. O despacho passa a ser 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 proveitosa a aquisição do gás para 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.

V. OTIMIZAÇÃO DE ATIVOS DE GERAÇÃO

Uma vez definida a melhor estratégia operacional para a 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 através dos softwares empregados 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, 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, através 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, através da abordagem de carteira de investimentos. A montagem desta carteira pode tanto ser utilizada na avaliação do estado financeiro dos ativos de geração do investidor, mas também 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 (Ver Markowitz [6], [12]). Além disso, permite a escolha de composições com restrições a um Retorno ou a um Risco pré-determinado.

O **Modelo de Gestão de Riscos de Geração** tem como interface de dados de entrada um arquivo de planilha eletrônica Excel, composta por 11 folhas (planilhas) com guias em cor amarela, como mostra a figura a seguir. 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 I

Esta 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.

EMPREENDIMENTO : USINA TERMELÉTRICA TESTE		CODIGO	13
Quantidade de Cenários	70	PIS/COFINS (anual)	3.65%
Número Fontes Financiamento	2	Imposto de Renda (anual)	15.00%
Número de Submercados	3	Juros de Longo Prazo	0.00%
Tempo de Diferimento (anos)	5	Taxa da ANEEL (anual)	0.05%
Fator de Compensação	0.00	Taxa de Depreciação (anual)	3.30%
Potência (MW)	180.00	Taxa Mínima Atratividade (mês)	1.00%
Preço (R\$/MWh)	R\$ 86.00		
		Mês	Ano
Início da Construção	1	1	2004
Início da Operação	1	1	2004
Fim da simulação	12	12	2014

PROJETO FINANCIAMENTO ENERGIA RECEITA CUSTO

RESULTADOS

Figura 13 - Interface de Entrada do Modelo de Gestão de Riscos de Geração II

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.

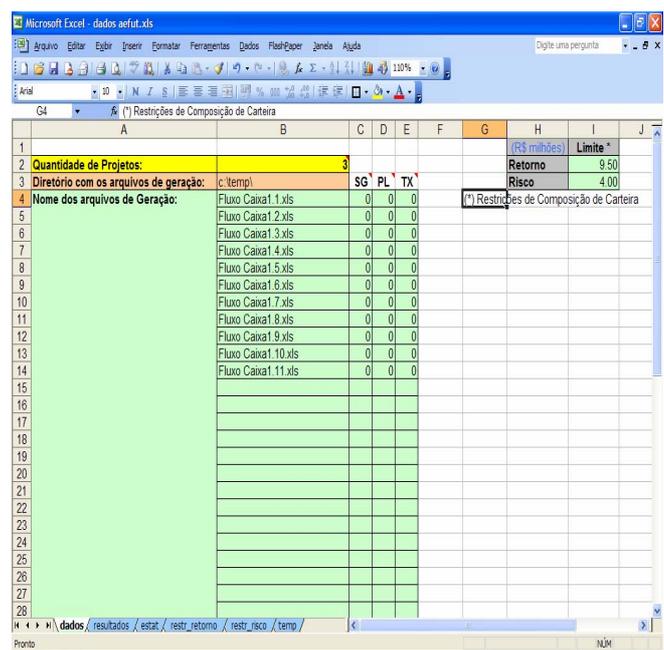


Figura 14 - Interface de Entrada do Modelo de Auxílio à Tomada de Decisão

Ainda nas informações individuais dos projetos, é possível determinar algumas opções de saída. Opções de Saídas Gráficas, Planilha Visível e Saídas de Arquivos Textos.

Além das informações de localização dos arquivos, é possível uma entrada definida pelo usuário, na simulação da carteira de projetos, como a determinação de uma restrição de Retorno Médio da Carteira e Risco Médio da Carteira. Como resultados, são apresentadas as possíveis composições de carteira dos projetos, pesos de cada um, que resultam das restrições estabelecidas.

Os resultados da simulação do **Modelo de Gestão de Riscos da Geração** são apresentados no mesmo arquivo de entrada de dados (planilha eletrônica).

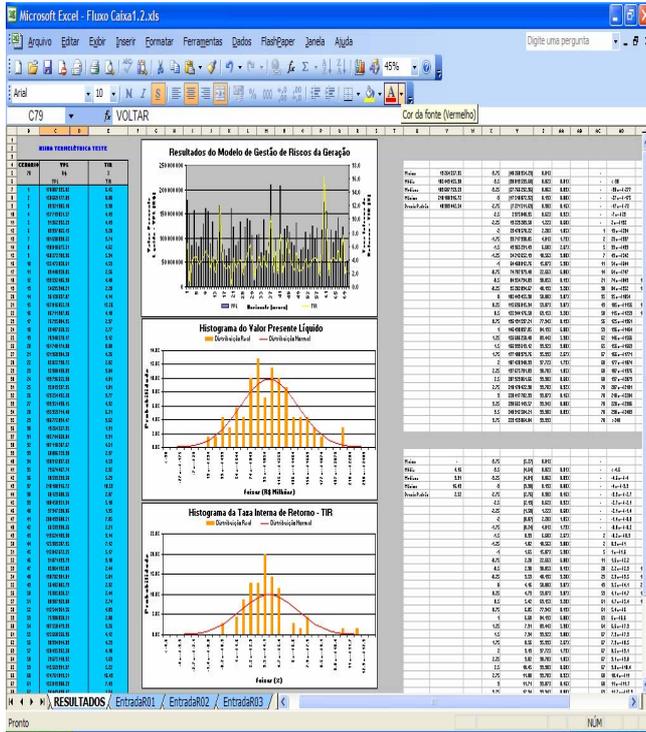


Figura 15 - Interface de Saída do Modelo de Gestão de Riscos da Geração

Entretanto, é importante para o tomador de decisão que este tenha conhecimento do seu atual “status quo” e quais as possíveis atitudes que ocasionariam o seu deslocamento em uma direção mais favorável dentro do conjunto viável. Na Figura 16, apresentada a seguir, o conjunto viável é obtido através de combinações aleatórias entre os ativos. A situação presente é mostrada como um pequeno círculo vermelho. E a fronteira eficiente, locus onde seria mais desejável se situar está sempre mais acima e um pouco deslocada do conjunto viável, que tem o aspecto de uma nuvem de pontos.

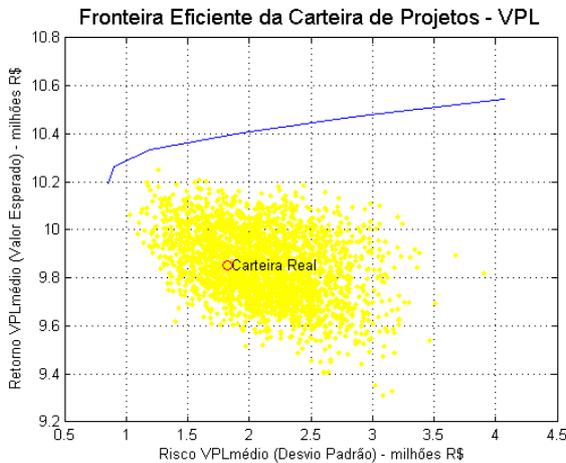


Figura 16 – Markowitz – Fronteira Eficiente

Assim sendo, uma alteração desejável na situação representada pela carteira real, que é o local onde a empresa

atualmente se situa, seria no sentido do quadrante de 9 à 12h do relógio. Este deslocamento implicaria em aumento de retorno e diminuição de risco. Evidentemente que o melhor deslocamento também vai depender da predisposição do tomador de decisão com relação ao risco. Observação: os dados utilizados não são reais por razões de confidencialidade, já que as informações têm importância estratégica para a concessionária.

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

A simulação da operação de uma usina térmica a gás inserida no sistema integrado mostrou que alguns cuidados adicionais devem ser tomados ao utilizar essa forma de geração. Os modelos tradicionais do sistema elétrico brasileiro representam as unidades térmicas geradoras de modo que nem sempre os custos reais da operação ficam bem representados. Outro fator importante, muitas vezes não aproveitada de modo eficiente as possibilidades de sinergia entre formas distintas de geração de energia elétrica. Assim sendo, ocorre que a operação do sistema integrado poderia ser feita de maneira mais econômica do que a existente, isto em função das regras 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 vigentes. Os benefícios, além de econômicos, podem ser estendidos para o plano da sustentabilidade ambiental.

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

VII. 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].

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artigos em Anais de Conferências (Publicados):

- [1] Cantão, M.P., Bessa, M.R., Alberti, E.L., Anunciação, S. M. da, e Soares, A.L. *Produção de Hidrogênio em Pequena Central Hidrelétrica: Avaliação das Oportu-*

nidades 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.

Periódicos:

- [3] Courtney, H., Kirkland, J., Viguerie, P. *Strategy Under Uncertainty*. Harvard Business Review, Novembro-Dezembro 1997.
- [4] Dixit, A. K. e Pindyck, R.S. *The Options Approach to Capital Investment*, Harvard Business Review, Maio-Junho 1997.
- [5] Brandenburger, A. M. e Nalebuff, B.J. *The Right Game: Use of Game Theory to Shape Strategy*, Harvard Business Review, Julho-Agosto 1995.
- [6] Markowitz, H. *Portfólio Selection*, *Journal of Finance*, 7, 77-91, 1952.

Manuais:

- [7] CEPEL - *Projeto Newave - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário*, Abril de 2002.
- [8] CEPEL - *Projeto SUIISHI-O - Modelo de Simulação a Usina Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados - Manual do Usuário*, Abril de 2004.

Livros:

- [9] Van der Heijden, K. *Scenarios: The Art of Strategic Conversation*, Nova York, John Wiley and Sons, 1996.
- [10] Senge, P. N., *Fifth Discipline: The Art and Practice of the Learning Organization*, Nova York, Doubleday, 1990.
- [11] Dixit, A. K. e Nalebuff, B.J. *Thinking Strategically: The Competitive Edge in Business, Politics and Everyday Life*, Nova York, W.W. Norton, 1991.
- [12] Markowitz, Harry. *Portfólio Selection: Efficient Diversification of Investments*, Yale University Press, New Haven, CT, EUA, 1959.
- [13] Lora, Electro Eduardo Silva e Nascimento, Marco Antônio Rosa do (coordenadores). *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 2 volumes (1296 p.).
- [14] Mohapatra, Pratap K.J.; Mandal, Purnendu e Bora, Madhab C.. *Introduction to system dynamics modeling*. Hyderguda, Hyderabad: Universities Press India Ltd, 1984.
- [15] Amaral, J.A.A. e Sbragio, R. *A dinâmica do projeto: uma visão sistêmica das conseqüências de ações gerenciais*. São Paulo: Scortecci, 2003.

Teses, Dissertações e Monografias:

- [16] Silveira, F. S. V. *Modelo integrado para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico*. Tese de Doutorado UFSC, programa de pós-graduação em engenharia elétrica. Florianópolis, 2001.
- [17] 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.

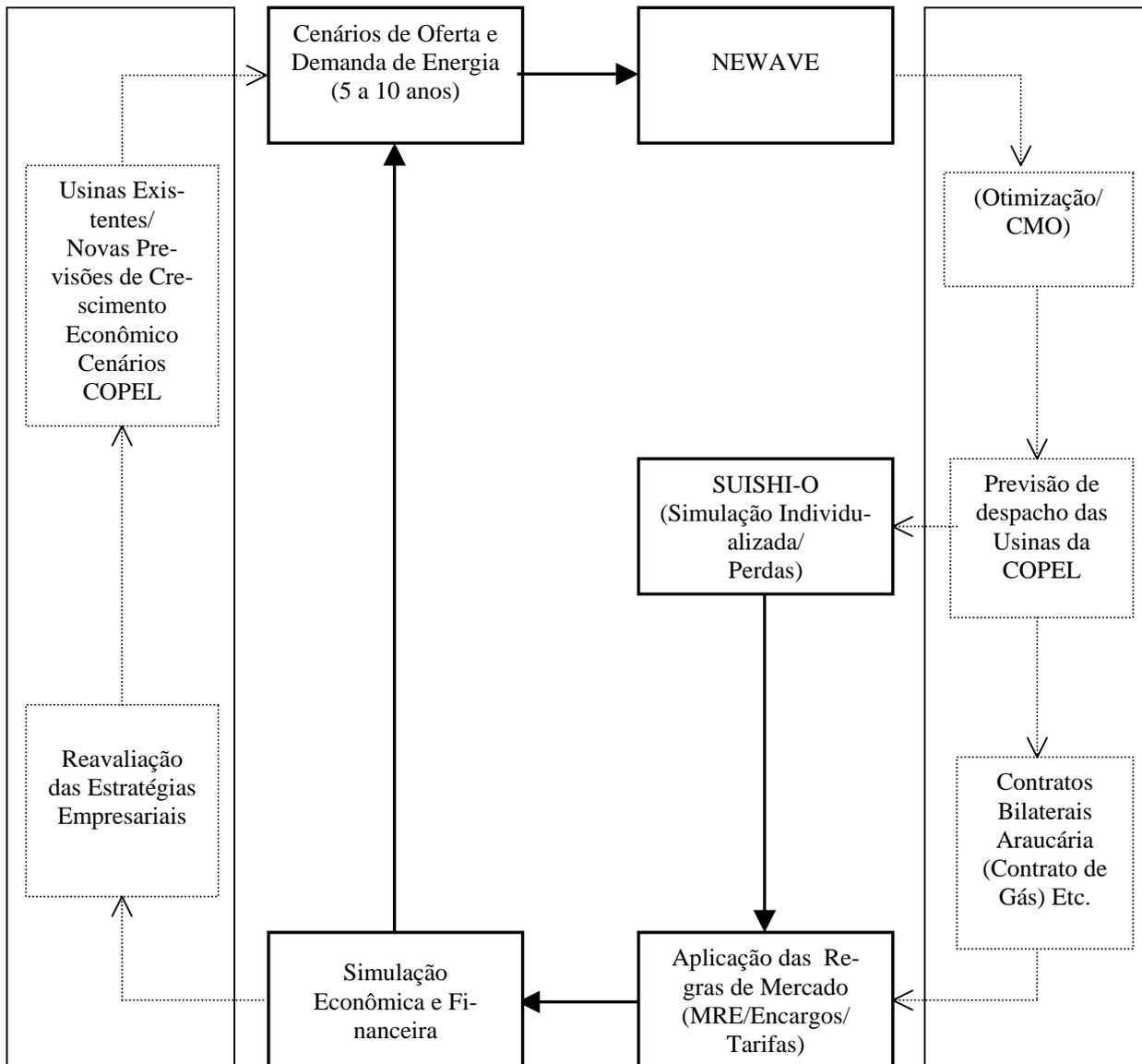
- [18] Pinhel, A.C. da C. *Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico brasileiro: uma análise risco x retorno*. Dissertação de Mestrado, programas de pós-graduação de engenharia da Universidade Federal Do Rio De Janeiro (UFRJ – COPPE). Rio de Janeiro, 2000.

- [19] Favoreto, R. de S. *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. T. *Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia*. Monografia de Especialização apresentada ao CPOC (LACTEC CEHPAR-UFPR). Curitiba, 2004.

ANEXO

Diagrama esquemático com a hierarquização dos modelos descritos no trabalho



1. Subsídios à Tomada de Decisões
2. Gestão de Riscos
3. Otimização do Portfolio físico e financeiro
4. Estimativa de Preços de Venda de Energia
5. Nível de Contratação no MRE
6. Gráficos / Relatórios, etc