



**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDOS DE ASPECTOS EMPRESARIAIS (GAE)**

**ANÁLISE FINANCEIRA DE PROJETOS DE INVESTIMENTO
SOB O ENFOQUE DE INCERTEZAS**

Albert C.G. Melo*

Boris G. Gorenstin

Armando M. Oliveira

Maria Elvira P. Maceira

CEPEL

Marcelo Sili Reis

Sérgio Nilo G. Faria

ELETRORÁS

RESUMO

A análise financeira de projetos é sempre baseada em estimativas do fluxo de caixa *futuro* do projeto, obtido a partir de previsões de diversas variáveis. Usualmente, a análise do fluxo de caixa é efetuada a partir da utilização de valores “representativos” destas variáveis, obtendo-se um conjunto *determinístico* de indicadores financeiros associados ao projeto. Entretanto, na maioria das vezes, estas variáveis não podem ser previstas com 100% de exatidão, acarretando na necessidade de se considerar, em grau maior ou menor, o risco associado ao retorno financeiro calculado para o projeto.

Este trabalho apresenta uma metodologia para a consideração explícita de *incertezas* associadas aos parâmetros de entrada, tais como, taxas de juros, câmbio e inflação, tarifas de energia, despesas com combustível, etc., através do emprego de técnicas de análise de sensibilidades, análise de cenários e simulação Monte Carlo. No último caso, estimativas de diversos indicadores de risco financeiro bem como suas distribuições empíricas de probabilidades podem ser obtidas. A metodologia foi implementada no Programa ANAFIN, desenvolvido pelo CEPEL em conjunto com a Diretoria Financeira da ELETRORÁS, tornando-o um modelo de análise de risco financeira de projetos elétricos. As potencialidades do modelo são exploradas através de estudos de casos, com ênfase no impacto de riscos hidrológicos.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de investimentos, projetos elétricos, tarifas de energia, ambiente competitivo, análise de risco, mitigação de risco.

1. INTRODUÇÃO

Desde 1990, o Brasil está passando por um ambicioso programa nacional de privatização. A privatização inclui a rede de telecomunicações, os sistemas rodoviário e

ferroviário e grande parte do sistema elétrico. Este programa é parte do esforço brasileiro para atrair investimentos privados e estrangeiros para o setor de infra-estrutura, concentrando as ações do estado em áreas como educação e saúde. Uma das formas de medir as oportunidades para investimentos privados na área de infra-estrutura é a diferença entre os requisitos financeiros para o ano presente (mais de US\$ 40 bilhões) e os gastos do setor público em novos projetos de infra-estrutura (US\$ 20 bilhões). Como consequência destas diferenças, os investimentos estrangeiros diretos no país aumentaram de US\$ 1 bilhão em 1993 para US\$ 20 bilhões em 1998.

Por exemplo, o setor elétrico brasileiro vai requerer investimentos da ordem de US\$ 8 bilhões por ano, nos próximos quatro anos, entretanto, será capaz de gerar financiamentos para aproximadamente apenas metade deste valor.

O sistema elétrico brasileiro é dominado por usinas hidroelétricas (mais de 90% de sua capacidade instalada) e caracterizado por grandes reservatórios com capacidade de regularização pluri-anual espalhados por diversas bacias hidrográficas. Com a privatização do setor elétrico, espera-se que as fontes hidráulicas continuem dominantes no aumento da capacidade instalada no país, contudo, espera-se um crescimento da participação de usinas termelétricas no sistema como consequência dos avanços na tecnologia de turbinas a gás e da futura exaustão dos recursos hidráulicos.

Outra característica do sistema elétrico brasileiro é a taxa de crescimento de carga historicamente elevada, basicamente associada ao esforço de industrialização do país. Nos anos 70, as taxas de crescimento médias foram da ordem de 9% a.a.. Mesmo com a recessão econômica dos anos 80, as taxas de crescimento ficaram entorno de 4% a.a.. Em 1997, o crescimento de carga firme foi de aproximadamente 6%. Previsões feitas pelo GCPS indicam um crescimento médio de 5,1% para os próximos 10 anos.

2. O PROCESSO DE RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Com o processo de privatização foi necessária a implementação de um novo modelo institucional e regulatório para o setor elétrico brasileiro. Os objetivos desta reestruturação foram: (i) assegurar um suprimento seguro e confiável de energia elétrica; (ii) encorajar a eficiência econômica em todos os segmentos do setor; (iii) permitir a implementação de novas plantas hidroelétricas economicamente viáveis; (iv) criar condições para a continuidade do programa de privatização e (v) tornar novos investimentos atrativos para o setor privado, em particular, através de uma apropriada alocação de riscos.

Os aspectos principais do novo modelo para o setor elétrico brasileiro são [1]:

- A criação do Operador Nacional do Sistema (ONS) que irá despachar o sistema em um regime denominado *tight pool*, onde o despacho é definido por modelos de otimização, com preços publicados para as usinas térmicas e despacho central para as hidráulicas. Nenhuma transação física bilateral será permitida. O ONS será basicamente responsável pela confiabilidade do sistema;
- Todos os geradores e cargas participarão do Mercado Atacadista de Energia (MAE): geradores térmicos serão remunerados pelo preço spot, definido pelo custo marginal de curto prazo (CMO) do sistema e calculado pelo ONS; geradores hidráulicos serão remunerados por um esquema semelhante, mas baseado na produção hidroelétrica global, e não na geração individual;
- Contratos são instrumentos financeiros nos quais geradores recebem um pagamento negociado das cargas, e em troca, tornam-se responsáveis pelo pagamento de suas tarifas spot;
- Geradores e cargas pagarão anualmente uma tarifa fixa adicional de transmissão (\$/kW instalado para geradores e \$/kW ponta anual para cargas), que depende de suas localizações. Esta tarifa não depende de contratos e cobre todos os custos dos serviços de transmissão.

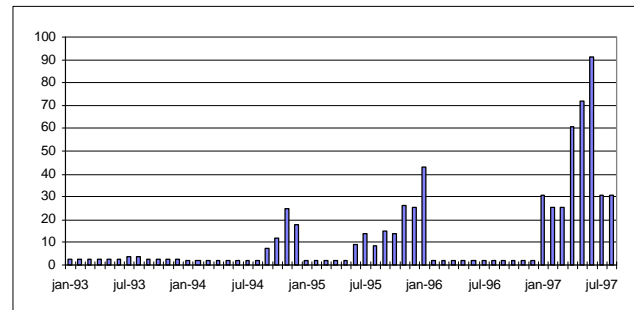
3. RISCOS DE COMERCIALIZAÇÃO E POSSÍVEIS MECANISMOS DE MITIGAÇÃO

Na maioria dos países cujos setores elétricos têm ou vêm sendo reestruturados, o preço no mercado spot, para compra e venda de energia, é definido pelo custo marginal de curto prazo (CMO). Entretanto, a aplicação do CMO em sistemas predominantemente hidráulicos apresenta algumas dificuldades, devido às suas características peculiares.

Sistemas predominantemente hidráulicos são projetados para atender o mercado sob condições hidrológicas desfavoráveis, que ocorrem esporadicamente. Como consequência, a maior parte de tempo há sobra de energia, o que implica em custos marginais muito baixos.

Contudo, se um período muito seco ocorre, os custos marginais crescem rapidamente, podendo atingir o custo de déficit do sistema. Devido à capacidade de armazenamento

dos reservatórios, os períodos de baixo custo marginal não só ocorrem com frequência, como podem durar vários anos, sendo intercalados por períodos de custo marginal elevado, causados por secas. Este padrão é ilustrado na figura 1, que mostra o custo marginal observado no sistema sul-sudeste brasileiro de janeiro de 1993 até agosto de 1997.



**Figura 1 – Sistema Sul-Sudeste
Custo Marginal de Curto Prazo Histórico**

Pode-se observar na Figura 1 que o CMO está perto de zero em 36 dos 56 meses, e que o maior período seco durou 21 meses, ou seja, quase 2 anos.

Esta evolução de preços resulta em uma distribuição de preços muito dispersa. Por exemplo, a Figura 2 apresenta a distribuição de frequência de CMOs prevista para o sistema Sudeste brasileiro em Março de 2001 [6]. Dos 2000 cenários hidrológicos simulados, há 65% com custos marginais menor que \$5/MWh, e outros 26% cujos custos variam entre \$5/MWh e \$50/MWh. Em contraste, em poucos cenários o CMO excedeu \$300/MWh.

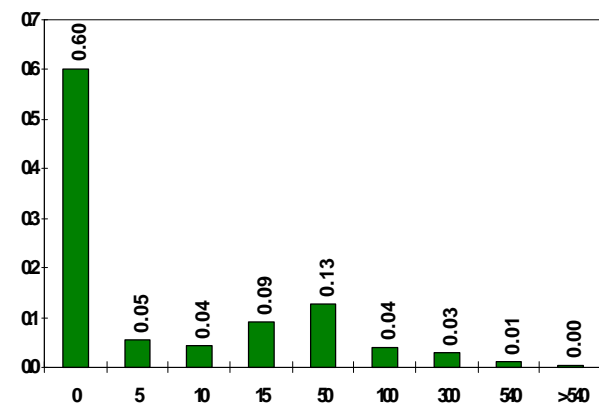


Figura 2 – Distribuição de CMOs para o Sistema Sudeste - Março 2001

Observando a distribuição de CMOs, verifica-se que as usinas térmicas nos cenários de baixo custo marginal, que são os mais prováveis, apresentam remuneração zero. Por outro lado, nos cenários de custo elevado, as térmicas apresentam uma alta, mas pouco frequente, remuneração.

No caso das usinas hidráulicas, estas apresentam receita assegurada (mas baixa) nos períodos de baixo custo

marginal e tem grande interesse em evitar a exposição aos períodos de custo elevado.

Uma forma tradicional de reduzir a exposição ao preço spot é estabelecer um fluxo constante de receita para os geradores através de um contrato de suprimento de energia. Outra possibilidade é o uso de derivativos de eletricidade, que são instrumentos financeiros que permitem ao investidor reduzir sistematicamente o montante e o tipo de risco ao qual ele está sujeito.

Adicionalmente, é fácil conceber um esquema de *hedging* entre usinas térmicas e hidráulicas. O gerador hidráulico concorda em pagar antecipadamente os custos fixos e variáveis da usina térmica, em troca por sua energia em períodos de custo marginal elevado.

Uma outra forma de gerenciar o risco hidrológico enfrentado pelas plantas hidráulicas é estabelecer um Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) multilateral [1]. O MRE assegura que, sob condições normais de operação, os geradores hidráulicos terão uma receita, relativa a um crédito de energia proporcional à sua contribuição para a capacidade firme de suprimento do sistema, que é a máxima carga que pode ser atendida por um usina hidráulica com um nível pré-especificado de confiabilidade. O crédito de energia é calculado pela diferença entre a energia firme do sistema com e sem a usina hidráulica e seu reservatório. Em outras palavras, as gerações hidráulicas individuais são somadas e a produção total é dividida como créditos de energia para cada planta individual. Estes créditos são comparados ao contrato da planta e compensados com base no preço spot do sistema.

4. ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO

No novo ambiente do setor elétrico brasileiro, as decisões de investimento devem ser subordinadas a análises da competitividade econômica do projeto em relação a ações que possam vir a ser tomadas por outros agentes.

Entretanto, este novo ambiente pressupõe uma avaliação não apenas econômica, mas notadamente financeira do empreendimento, quer como instrumento de suporte ao planejamento do sistema elétrico, quer como instrumento de gestão no estabelecimento de prioridades, ou até mesmo no suporte a determinação das rentabilidades inerentes a cada um dos participantes da estrutura de financiamento do projeto, na concepção de um consórcio privado e/ou produtor independente de energia elétrica.

Neste contexto, a análise financeira de projetos requer o desenvolvimento de novos modelos computacionais que possam prover o planejador de uma análise de risco financeiro e “*hedging*” em relação a cenários futuros, fornecendo ainda suporte para a negociação com futuros parceiros e instituições financeiras [2].

A seguir são descritas algumas das principais características do modelo computacional para a análise de risco financeiro de projetos elétricos - Programa ANAFIN [3], desenvolvido pelo CEPEL em conjunto com a Diretoria Financeira da ELETROBRÁS. Além de lidar com o risco hidrológico, este modelo permite avaliar a competitividade financeira do

projeto frente a um conjunto de cenário como: atrasos na construção, alterações tecnológicas, variações imprevistas de mercado, flutuações em taxas de juros e de câmbio, decisões de investimento realizadas por outros agentes, etc.

4.1 Métodos para Análise de Risco Financeiro

Usualmente, a análise financeira de projetos é baseada em estimativas para o fluxo de caixa *futuro* do projeto, obtidas a partir de previsões para diversas variáveis. A análise inicial do fluxo de caixa é feita através de valores representativos para as variáveis consideradas, permitindo o cálculo de indicadores financeiros determinísticos. Entretanto, estas variáveis não podem ser previstas com 100% de precisão, indicando a importância da consideração, em grau maior ou menor, do risco associado ao retorno financeiro obtido para o projeto.

No Programa ANAFIN é possível trabalhar com incertezas associadas ao projeto através de três métodos básicos: análise de sensibilidade, análise de cenários e simulação Monte Carlo.

4.2 Análise de Sensibilidades

A análise de sensibilidades consiste na verificação do impacto de variações nos valores de uma variável nos indicadores financeiros do projeto. Assim, estas análises permitem determinar os parâmetros aos quais os indicadores financeiros são mais sensíveis, indicando também quais parâmetros devem ser estimados com maior precisão. Além disto, fornecem o valor da estimativa do parâmetro que pode provocar uma reversão na decisão, isto é, permite separar os intervalos de valores que definem a aceitação ou rejeição do projeto.

4.3 Análise de Cenários

Foi visto que a análise de sensibilidades permite medir os efeitos sobre a rentabilidade do projeto provocados por variações nos valores de parâmetros de interesse, um por vez. A consideração de variações simultâneas de variáveis pode ser realizada através da criação de um conjunto de cenários alternativos.

O procedimento típico consiste na análise de três cenários: base, otimista e pessimista. O cenário base corresponde aquele considerado como o mais provável pelos especialistas na área do projeto, onde são utilizados os valores mais “representativos” das estimativas, e.g., os seus valores esperados. Por sua vez, os cenários otimistas e pessimistas são obtidos por variações nos valores de variáveis importantes do projeto, a partir dos valores fornecidos para o cenário base.

4.4 Indicadores Probabilísticos de Risco

A principal vantagem dos métodos anteriores reside na sua simplicidade e facilidade de utilização, além de propiciar a identificação de variáveis mais importantes para a modelagem de risco. Apesar da importância e grande utilização destes métodos, pode-se observar que as incertezas associadas às estimativas dos parâmetros foram consideradas de forma um tanto quanto subjetiva. Uma maneira mais eficiente consiste na construção de cenários aleatórios, porém prováveis, a partir das distribuições de

probabilidades das variáveis de interesse. Neste caso, as incertezas nos parâmetros são consideradas de forma explícita, através do emprego de técnicas probabilísticas.

Várias estatísticas podem ser utilizadas como medida do risco de projetos, tais como o valor esperado dos indicadores financeiros, suas variâncias, semivariâncias, etc. Por exemplo, o valor esperado de um indicador financeiro I , $E(I)$, pode ser dado por:

$$E(I) = \sum_{x \in X} I(x) P(x) \quad (1)$$

onde:

x vetor representando um *cenário* a ser analisado; cada componente em x representa o estado de uma variável aleatória

X *espaço de estados*, i.e., o conjunto de todos os cenários x possíveis, resultantes de combinações das variáveis aleatórias consideradas.

$P(x)$ probabilidade do cenário x

$I(x)$ resultado obtido para o indicador financeiro I no cenário x analisado

O cálculo de estatísticas pode ser realizado através de técnicas *analíticas* ou de *simulação Monte Carlo*. Os métodos analíticos apresentam características bastante atrativas: são precisos, eficientes computacionalmente e permitem um melhor entendimento do relacionamento entre as variáveis de entrada e de saída no modelo probabilístico adotado. Entretanto, muitas vezes, para tornar o problema tratável analiticamente, são empregadas *hipóteses simplificadoras* fortes, que podem inviabilizar a sua aplicação prática. Nestes casos, há a necessidade de se lançar mão de técnicas de simulação estatística [4].

4.5 Simulação Monte Carlo

Na simulação Monte Carlo (SMC), uma vez selecionadas as variáveis de interesse para a modelagem estocástica, são sorteados valores para cada uma destas variáveis, baseados nas suas distribuições de probabilidades conjuntas. Este conjunto de valores amostrados constitui um *cenário aleatório*, para o qual será realizada uma análise financeira, obtendo-se um conjunto de indicadores financeiros condicionados a este cenário. Novos cenários aleatórios são amostrados, até que se obtenha estimativas precisas. Ao final do processo de simulação, pode-se calcular valores esperados dos indicadores financeiros assim como intervalos de confiança associados. A Figura 3 ilustra o esquema de simulação Monte Carlo.

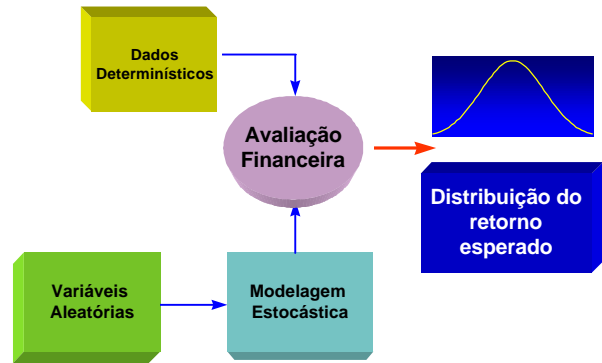


Figura 3 - Simulação de Risco Financeiro

Entre as vantagens da SMC pode-se citar: *simplicidade conceitual*, i.e., replicações de análises com o mesmo modelo utilizado nos métodos determinísticos; *flexibilidade*, i.e., facilidade de incorporação de modelagens complexas; obtenção de *distribuições empíricas de probabilidades* para os indicadores financeiros. A principal desvantagem da SMC está relacionada com o esforço computacional, o qual cresce quadraticamente com a precisão da estimativa [4].

4.6 Fluxograma da Análise de Risco

O processo de análise de risco no Programa ANAFIN pode ser resumido no fluxograma apresentado na Figura 4.

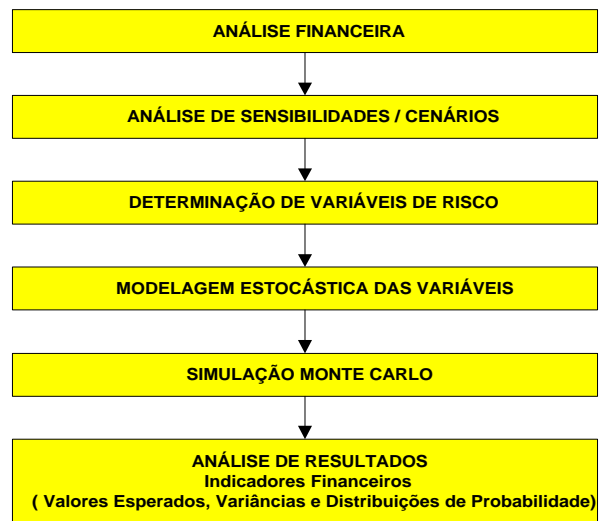


Figura 4 - Fluxograma da Análise de Risco

5. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO PROGRAMA ANAFIN

O Programa ANAFIN [5] foi desenvolvido em linguagem FORTRAN, com interface gráfica para ambiente WINDOWS. Alguns dos aspectos mais relevantes considerados no desenvolvimento do programa estão descritos a seguir.

5.1 Dados Principais

Alguns dos dados principais para a avaliação financeira de um projeto elétrico são apresentados a seguir:

- *cronograma físico-financeiro das despesas de investimento*;
- *estrutura de financiamento* - participação de recursos próprios e composição de recursos de terceiros;
- *condições de financiamento* - fontes de captação em moeda nacional ou estrangeira, taxas de juros, carência, prazo para amortização;
- *características técnicas do projeto elétrico* - e.g, no caso de uma usina hidroelétrica, potência total instalada, energia firme e energia secundária, tarifas de energia firme e secundária, cronograma de instalação das unidades geradoras;
- *impostos e outros custos* - Royalties, ICMS, COFINS, O&M, Fiscalização ANEEL, Imposto de Renda, Contribuição Social, etc.

5.2 Principais Indicadores Financeiros

O programa ANAFIN produz, entre outros, os seguintes indicadores financeiros:

- *Valor Presente Líquido (VPL)* do projeto;
- *Taxa Interna de Retorno (TIR)* do projeto;
- *Tarifa de Equilíbrio (TEQ)* - corresponde ao valor mínimo de tarifa que remunera o capital dos agentes participantes do projeto nos percentuais previamente definidos. Constitui-se, portanto, em um parâmetro extremamente importante para negociações tarifárias;
- *Investimento de Equilíbrio (INVEQ)* - corresponde ao valor máximo de investimento que, mantida a estrutura de financiamento, remunera o capital dos agentes participantes do projeto nos valores previamente definidos;
- *Taxa de Juros de Equilíbrio (TJEQ)* - representa o valor máximo de taxa de juros, a ser negociada com as instituições financeiras, que permite a remuneração do capital dos agentes participantes no projeto, nos percentuais previamente definidos;
- *Probabilidade de Não Remuneração do Investimento (PNRI)* - representa a probabilidade de VPL negativo.

6. EXEMPLOS

A aplicação da análise financeira de projetos elétricos será ilustrada através de dois exemplos simples. O objetivo é ressaltar a importância da análise de risco, sem uma preocupação maior com os resultados obtidos.

6.1 Risco Hidrológico

O objetivo deste exemplo é estudar o impacto de diversas condições hidrológicas na avaliação financeira associada à introdução de uma usina térmica em um sistema predominantemente hidráulico. Será utilizada uma configuração do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste brasileiro, no qual será introduzida uma nova usina térmica com capacidade de 100MW. O custo de investimento é R\$ 60 milhões, i.e., R\$ 600/kW instalado, com uma dada estrutura de financiamento.

É assumido um contrato de combustível (gás) a R\$17/MWh (R\$ 2.5/MBTU) e um contrato de fornecimento de longo prazo a R\$ 35/MWh. Esta usina participará do MAE e terá um despacho flexível definido pelo ONS. Observe que o despacho efetivo da usina, e conseqüentemente a sua remuneração, dependerá das condições hidrológicas.

Como visto anteriormente, no novo modelo institucional, o ONS utilizará ferramentas de otimização para definir a política ótima de operação hidrotérmica ao longo do período de planejamento, considerando previsões para as condições hidrológicas. Neste caso, o Programa NEWAVE [6], também desenvolvido pelo CEPEL, foi utilizado. Como resultado, foi obtida uma amostra de 63 seqüências de despachos para a usina e de preços spot.

Em conjunto com os dados financeiros, estes dados foram utilizados no Programa ANAFIN. A análise de risco foi realizada através de uma simulação Monte Carlo, onde apenas a incerteza hidrológica foi considerada. A Tabela 1 apresenta os intervalos de confiança de 95% para o indicadores financeiros previamente descritos. A Figura 3 apresenta a distribuição de probabilidades empírica para o VPL. A probabilidade de VPL negativo (PNRI) é de 17.5%.

Tabela 1 – Resultados da Simulação Monte Carlo

Indicador	Intervalo de Confiança
VPL (R\$ Milhões)	[-10.1; 28.9]
TIR (%)	[7.4 ; 17.0]
TEQ (R\$/MWh)	[27.7; 37.5]
INVEQ (R\$ Milhões)	[53.6; 97.4]
TJEQ (%)	[1.3; 41.8]
PNRI (%)	[8.8 ; 26.1]

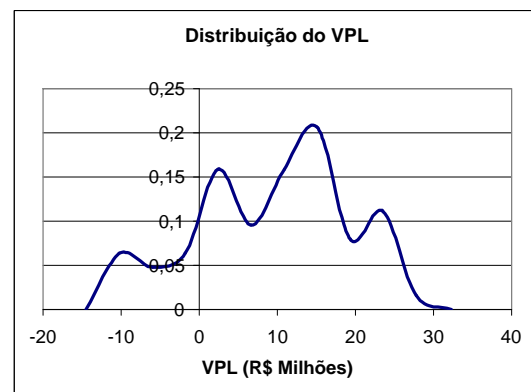


Figura 5 – Distribuição de Probabilidades do VPL associada à Incerteza Hidrológica

6.2 Incerteza em Outros Parâmetros

Neste exemplo uma usina hidroelétrica com capacidade instalada de 20 MW e investimento de R\$ 25 milhões (R\$ 1250/kW instalado) será utilizada para analisar o impacto da incerteza nos seguintes parâmetros: energia firme, preço spot, custos de O&M e taxas de juros. Cada um dos parâmetros foi modelado por uma distribuição normal com

coeficiente de variação de 10%. Não foram consideradas as incertezas hidrológicas. O Programa ANAFIN foi utilizado para estimar o valor esperado dos indicadores financeiros através de simulação Monte Carlo, usando uma amostra de 5000 observações.

A Figura 4 mostra a distribuição de probabilidades empírica para o VPL do projeto. Neste exemplo o índice PNRI é igual 34.6%, enquanto que a probabilidade de valores negativos inferiores a R\$1.0 milhão é 2.4%. Entretanto, a probabilidade de valores positivos maiores que R\$1.0 milhão é 11.7%, e é praticamente nula a probabilidade de valores superiores a R\$2.5 milhões.

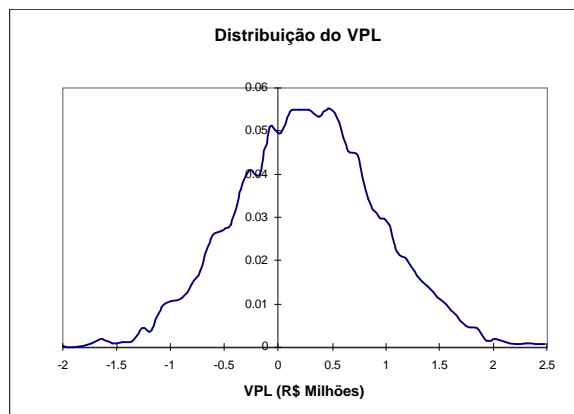


Figura 6 – Distribuição de Probabilidades do VPL associada à Incerteza nos Parâmetros

7. CONCLUSÕES

Este artigo descreveu uma metodologia para a consideração explícita de *incertezas* associadas aos parâmetros de entrada do fluxo de caixa futuro de projetos de investimento. Esta metodologia é baseada no emprego de técnicas de análise de sensibilidades, análise de cenários e simulação Monte Carlo.

A metodologia foi implementada no Programa ANAFIN, desenvolvido pelo CEPEL em conjunto com a Diretoria Financeira da ELETROBRÁS, tornando-o um modelo de análise de risco financeira de projetos elétricos.

No caso da simulação Monte Carlo, estimativas de diversos indicadores de risco financeiro tais como valores esperados do VPL, da TIR, da tarifa de equilíbrio, do investimento de equilíbrio, e da taxa de juros de equilíbrio foram obtidas. Adicionalmente, distribuições empíricas de probabilidades do VPL foram calculadas.

Devido às características do sistema de geração brasileiro (predominância hidroelétrica, grandes reservatórios, capacidade regularização plurianual, etc.) os investidores devem considerar a sua exposição a um risco adicional, i.e., ao risco associado às condições hidrológicas. Assim, foi discutida a forma de incorporação destes riscos na análise de investimento e também apresentado um exemplo considerando o impacto dos riscos hidrológicos no VPL de um projeto térmico.

8. REFERÊNCIAS

- [1] Coopers & Lybrand, “Estudo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Relatório IV-I”, MME/SEN/ELETROBRÁS, Junho 1997.
- [2] X.Vieira Filho, “Evaluating New Methodologies and Computer Tools to Technical and Economic Analysis of Power Systems in Competitive Environment”, *Workshop on the Future of the Brazilian Power Market*, Rio de Janeiro, Agosto 1997.
- [3] A.C.G. Melo, M.S. Reis, B.G. Gorenstin, A.M. Oliveira, M.E.P. Maceira, “Financial Risk Analysis of Investment Projects in the Power Sector”, *IV SEPOPE*, Salvador, Brasil, 1998.
- [4] J.P.C. Kleijnen, “Statistical Techniques in Simulation”, Marcel Dekker, New York, 1974.
- [5] Cepel, “Manual de Metodologia – Programa ANAFIN Versão 1.0”, Relatório Técnico, 1997.
- [6] M.E.P. Maceira, C.B. Mercio, B.G. Gorenstin, S.H. Cunha, C. Suano, M.C. Sacramento, A. Kligerman, “Application of the NEWAVE Model in the Energetic Evaluation of the Connection of the North/Northeastern e South/Southeastern Brazilian Systems, *IV SEPOPE*, Salvador, Brazil, 1998.