

PUC RIO

ALESSANDRO DE LIMA CASTRO

**AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO DE CAPITAL EM PROJETOS
DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA NO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO USANDO TEORIA DAS OPÇÕES REAIS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

ABRIL DE 2000

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO**

Rua Marquês de São Vicente, 225 – Gávea

CEP 22453-900 Rio de Janeiro RJ Brasil

<http://www.puc-rio.br>

ALESSANDRO DE LIMA CASTRO

AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO DE CAPITAL EM PROJETOS DE GERAÇÃO
TERMOELÉTRICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO USANDO TEORIA DAS
OPÇÕES REAIS.

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Departamento de Engenharia Industrial
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Rio de Janeiro, 24 de Abril de 2000

ALESSANDRO DE LIMA CASTRO

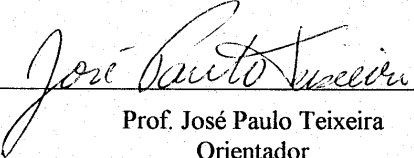
AValiação de Investimento de Capital em Projetos de Geração
Termoelétrica no Setor Elétrico Brasileiro usando Teoria das
Opções Reais.

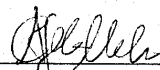
Dissertação apresentada ao Departamento
de Engenharia Industrial da PUC/RJ como
parte dos requisitos para obtenção do título
de Mestre em Engenharia Industrial:
Finanças e Análise de Investimentos
Orientadores: José Paulo Teixeira
Albert Cordeiro Geber de Melo

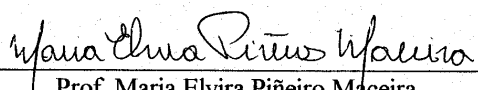
Departamento de Engenharia Industrial
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

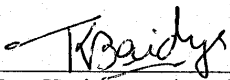
Rio de Janeiro, 24 de Abril de 2000

“AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO DE CAPITAL EM PROJETOS DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO USANDO TEORIA DAS OPÇÕES REAIS” Dissertação de Mestrado apresentada por ALESSANDRO DE LIMA CASTRO em 24 de abril de 2000 ao Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio e aprovada pela Comissão Julgadora, formada pelos seguintes professores:


Prof. José Paulo Teixeira
Orientador
Departamento de Engenharia Industrial/PUC-Rio

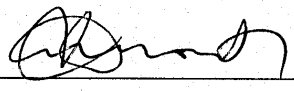

Prof. Albert Cordeiro Geber de Melo
Co-orientador
CEPEL


Prof. Maria Elvira Piñeiro Maceira
CEPEL


Prof. Tara Keshar Nanda Baidya
Departamento de Engenharia Industrial/PUC-Rio

Visto e permitida a impressão.

Rio de Janeiro, 27/06/2000


Prof. Ney Augusto Dumont
Coordenador dos Programas de Pós-Graduação
Centro Técnico Científico / PUC-Rio

À minha mãe, Geralda

À minha noiva, Carla e

A meus familiares.

AGRADECIMENTOS

- Ao orientador e amigo Albert Cordeiro Geber de Melo pela dedicação e excelente orientação dispensadas ao longo deste trabalho, o que foi de fundamental importância para a minha formação profissional.
- Ao orientador e professor José Paulo Teixeira pela orientação e exemplo que em muito contribuíram para a conclusão deste trabalho.
- Ao professor Tara Keshar Nanda Baidya por sua valiosa ajuda e conselhos que sempre me orientaram durante a passagem pelo Departamento de Eng. Industrial.
- Ao pesquisador, Sérgio Granville, pelas discussões que me auxiliaram no início de minhas pesquisas.
- Aos amigos, André Marques Marcato e Anderson Mitherhofer Iung, pelo incentivo e apoio para a realização desta dissertação.
- Aos colegas, Luiz Guilherme Marzano e Leonardo Lima Gomes, pelas discussões ao longo da elaboração desta dissertação.
- Ao CNPq pelo apoio financeiro durante a execução do mestrado.
- Ao CEPTEL pelo apoio financeiro e logístico, ao longo da elaboração da dissertação.
- Ao meu irmão, Sérgio, pelos conselhos e ajuda no momentos mais difíceis.
- À minha noiva, Carla, pelo carinho, compreensão e amor dispensados ao longo dessa etapa de minha vida.
- - Aos meus pais, Lindoval (em memória) e Geralda, que me proporcionaram uma formação digna e de qualidade, essencial para a elaboração deste trabalho, e pelo apoio, incentivo e amor em todas as etapas de minha vida.

RESUMO

O Setor de Energia Elétrica Brasileiro está passando por uma reestruturação profunda cujo principal objetivo é transferir para a iniciativa privada a tarefa de aumentar a capacidade de geração instalada no país, de modo que a oferta possa acompanhar a demanda crescente dos últimos anos e banir de vez o fantasma do racionamento de energia elétrica.

A hidreletricidade é esperada permanecer como fonte dominante de potência elétrica, mas também é esperado o aumento na participação de geração térmica na matriz energética brasileira. Este fato deve ocorrer devido à disponibilidade de gás natural através dos gasodutos que estão sendo implantados ao longo do país e dos desenvolvimentos e avanços tecnológicos na construção de usinas termelétricas usando turbinas a gás / ciclo combinado. Além disso as usinas termelétricas são uma alternativa de curto prazo para o Brasil, já que o tempo de construção reduzido permitiria o aumento da oferta durante a transição para o mercado competitivo, minimizando com isso os riscos de déficit neste período.

A nova estrutura do Setor Elétrico Brasileiro permite que uma termelétrica possa se declarar flexível ou inflexível. Uma térmica flexível tem parte de sua energia despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e contabilizada pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE). Logo, a térmica flexível pode estar sujeita a grande volatilidade do mercado à vista, mas também existem oportunidades para que grandes lucros sejam obtidos. Já as térmicas inflexíveis não terão sua energia despachada pelo ONS, conseqüentemente não atuará no mercado à vista. Sua energia

deverá ser comercializada através de contratos bilaterais. Esta característica pode reduzir as incertezas, mas reduz consideravelmente as oportunidades de grandes lucros.

O objetivo maior desta dissertação é avaliar uma unidade termelétrica flexível, considerando que a sua operação em cada estágio é uma opção e não uma obrigação. O valor da opção de se declarar flexível será calculado usando Simulação Monte Carlo e Programação Dinâmica.

ABSTRACT

In the Brazilian Electric System about 92% of the generated electricity is of hydraulic origin. Today the system is operating practically in the limit of your capacity. Solutions of short time to make possible the expansion of the offer of electricity generation go by the installation of cycle combining thermal using natural gas as fuel.

In this Dissertation, I use the Real Options Theory to evaluate generation assets in the Brazilian Electricity Sector. In the Brazil, central operator dispatches a flexible thermal when the electricity spot price is larger than the operation costs. The operation decision is like an European call, where underlying asset is the electricity and the strike price is the operation cost. The value of the capacity is the sum of all decisions to operate the thermal unit, in the remaining life of unit.

I use Monte Carlo Simulation and Dynamic Programming to evaluate this model. The problem is divided in two parts. In the first part, the base case is fixed and evaluated. The expected NPV and Project Risk are calculated in function of contract level. In the second part, many sensibilities are done in relation to base case. At the end, the value of flexibility is calculated, for each contract level.

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| LISTA DE FIGURAS..... | V |
| LISTA DE TABELAS..... | VI |
| CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO..... | 7 |
| 1.1 - INTRODUÇÃO..... | 7 |
| 1.2 - ESTADO DA ARTE..... | 8 |
| 1.2.1 - Teoria das Opções Financeiras..... | 8 |
| 1.2.2 - Teoria das Opções Reais..... | 12 |
| 1.2.3 - Avaliação de Ativos e Gerenciamento de Riscos no Mercado de Eletricidade..... | 13 |
| 1.3 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO..... | 16 |
| CAPÍTULO 2 - O MERCADO DE ELETRICIDADE NO BRASIL..... | 18 |
| 2.1 - INTRODUÇÃO..... | 18 |
| 2.2 - A NOVA ESTRUTURA..... | 19 |
| 2.2.1 - Mercado Atacadista de Energia (MAE)..... | 21 |
| 2.2.2 - Operador Nacional do Sistema Elétrico(ONS)..... | 22 |
| 2.3 - PREÇO SPOT DE ELETRICIDADE..... | 23 |
| 2.4 - GERENCIAMENTO DE RISCOS..... | 27 |
| 2.5 - GERADORES..... | 32 |
| 2.5.1 - Usinas Hidrelétricas..... | 32 |
| 2.5.2 - Usinas Termelétricas..... | 33 |
| 2.6 - MERCADO DE GÁS NATURAL..... | 36 |
| 2.7 - SITUAÇÃO ATUAL..... | 37 |
| CAPÍTULO 3 - TEORIA DAS OPÇÕES REAIS..... | 40 |
| 3.1 - INTRODUÇÃO..... | 40 |
| 3.2 - DEFINIÇÕES BÁSICAS..... | 41 |
| 3.2.1 - Opções..... | 41 |
| 3.2.2 - Arbitragem..... | 43 |
| 3.2.3 - Mercado Completo..... | 44 |
| 3.2.4 - Custo de Investimento Irreversível..... | 44 |
| 3.3 - MODELOS DE DECISÕES GERENCIAIS..... | 45 |
| 3.3.1 - Opção de Espera..... | 46 |
| 3.3.2 - Opção de Suspensão Temporária..... | 49 |
| 3.4 - MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE OPÇÕES REAIS..... | 51 |
| 3.4.1 - Direitos Contingenciais..... | 52 |
| 3.4.2 - Métodos Numéricos..... | 59 |
| 3.4.3 - Técnicas de Simulação..... | 63 |
| CAPÍTULO 4 - AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE UMA TERMELÉTRICA..... | 70 |
| 4.1 - APRESENTAÇÃO DO PROJETO..... | 71 |
| 4.2 - DEFINIÇÃO DO CASO BASE..... | 72 |
| 4.2.1 - Custo de Investimento..... | 72 |
| 4.2.2 - Custo de Operação da Termelétrica..... | 72 |
| 4.2.3 - Preço Spot..... | 73 |
| 4.2.4 - Nível de Contratação..... | 74 |
| 4.2.5 - Preço do Contrato..... | 74 |
| 4.2.6 - Taxa de Desconto..... | 75 |
| 4.3 - SUPOSIÇÕES..... | 75 |
| 4.4 - MODELAGEM..... | 76 |
| 4.5 - PROCESSO DE AVALIAÇÃO..... | 78 |
| 4.6 - RESULTADOS..... | 79 |
| 4.6.1 - Caso Base..... | 79 |
| 4.6.2 - Sensibilidades sobre o Custo de Operação..... | 84 |
| 4.6.3 - Sensibilidade sobre o Preço de Contratação..... | 86 |
| 4.6.4 - Sensibilidade sobre a Taxa de Desconto..... | 88 |

| | |
|---|-----------|
| 4.6.5 - Sensibilidade sobre a Vida Útil | 89 |
| 4.6.6 - Sensibilidade sobre o Número de Séries Futuras de Preço Spot..... | 90 |
| 4.7 - VALOR DA FLEXIBILIDADE OPERACIONAL | 91 |
| CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO | 94 |
| 5.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS | 95 |
| 5.2 - TRABALHOS FUTUROS..... | 96 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 99 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| FIGURA 2.1 – MODELO DE OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO HIDROTÉRMICO | 24 |
| FIGURA 2.2 - HISTÓRICO MENSAL DO CMCP DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO | 25 |
| FIGURA 2.3 - HISTOGRAMA PARA CMCP EM MARÇO DE 2003 | 26 |
| FIGURA 2.4 - VALOR ESPERADO ANUAL DO CMCP | 27 |
| FIGURA 2.5 - VOLATILIDADE DOS PREÇOS FUTUROS NOS MERCADOS DE ELETRICIDADE, ÓLEO CRU, GÁS NATURAL, BÔNUS DE TRINTA ANOS E YEN JAPONÊS (FONTE : US POWER MARKET, RISK PUBLICATIONS)..... | 28 |
| FIGURA 2.6 - VOLATILIDADE DOS PREÇOS NO MERCADO À VISTA DE ELETRICIDADE PJM (FONTE: US POWER MARKET, RISK PUBLICATIONS)..... | 29 |
| FIGURA 2.7 – VOLATILIDADE ANUAL DO CMCP | 31 |
| FIGURA 2.8 - PROBABILIDADE DE DÉFICIT MÊS A MÊS DO SUBSISTEMA SUL-SUDESTE..... | 38 |
| FIGURA 3.1 – REMUNERAÇÃO DE UMA OPÇÃO DE COMPRA NO VENCIMENTO..... | 42 |
| FIGURA 3.2 – REMUNERAÇÃO DE UMA OPÇÃO DE VENDA NO VENCIMENTO..... | 43 |
| FIGURA 3.3 – COMPARA AS DECISÕES DE INVESTIMENTO USANDO TEORIA DAS OPÇÕES REAIS E VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)..... | 48 |
| FIGURA 3.4 – FLUXO DE LUCRO DA EMPRESA NUM PERÍODO T..... | 50 |
| FIGURA 3.5 - VALOR DO PROJETO COM E SEM OPÇÃO DE SUSPENSÃO TEMPORÁRIA DA OPERAÇÃO VERSUS CUSTO DE OPERAÇÃO..... | 51 |
| FIGURA 3.6 - GRÁFICOS DE SENSIBILIDADE PARA F(V) E V*..... | 59 |
| FIGURA 3.7 - REPRESENTAÇÃO DO MODELO DE ÁRVORES BINOMIAIS COM TRÊS PERÍODOS | 60 |
| FIGURA 3.8 – RAMO DA ÁRVORE BINOMIAL | 62 |
| FIGURA 3.9 – GRÁFICOS DE SENSIBILIDADE PARA F(V) E V* USANDO O MODELO BINOMIAL | 62 |
| FIGURA 4.1 – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DE AVALIAÇÃO DO PROJETO..... | 79 |
| FIGURA 4.2 – DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DO VPL PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 80 |
| FIGURA 4.3 – VALOR PRESENTE LÍQUIDO ESPERADO (MMR\$) POR NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 81 |
| FIGURA 4.4 – DESVIO PADRÃO DO VPL (MMR\$) PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO | 81 |
| FIGURA 4.5 – DESVIO PADRÃO (MMR\$) POR VALOR ESPERADO DO VPL (MMR\$) PARAMETRIZADO PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO | 82 |
| FIGURA 4.6 – PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 83 |
| FIGURA 4.7 – PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ POR VALOR ESPERADO DO VPL (MMR\$)..... | 83 |
| FIGURA 4.8 – VPL ESPERADO POR CUSTO DE OPERAÇÃO, PARAMETRIZADO PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 85 |
| FIGURA 4.9 – PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ POR CUSTO DE OPERAÇÃO, PARAMETRIZADO PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 85 |
| FIGURA 4.10 – PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO, PARAMETRIZADO PELO CUSTO DE OPERAÇÃO..... | 86 |
| FIGURA 4.11 – VPL ESPERADO PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO PARAMETRIZADO PELO PREÇO DO CONTRATO..... | 87 |
| FIGURA 4.12 – PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO, PARAMETRIZADO PELO PREÇO DO CONTRATO..... | 87 |
| FIGURA 4.13 – VPL ESPERADO PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO, PARAMETRIZADO PELA TAXA DE DESCONTO..... | 88 |
| FIGURA 4.14 – PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ POR NÍVEL DE CONTRATAÇÃO, PARAMETRIZADO PELA TAXA DE DESCONTO..... | 89 |
| FIGURA 4.15 – VPL ESPERADO PELA VIDA ÚTIL, PARAMETRIZADO PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 89 |
| FIGURA 4.16 – PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ PELA VIDA ÚTIL DO PROJETO, PARAMETRIZADO PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 90 |
| FIGURA 4.17 – GRÁFICO DE CONVERGÊNCIA DAS ESTIMATIVAS DO VPL..... | 91 |
| FIGURA 4.18 – VALOR DA FLEXIBILIDADE (MMR\$) PELO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO..... | 92 |
| FIGURA 4.19 – VALOR DA PROBABILIDADE DO $VPL < 0$ PELO VALOR DA FLEXIBILIDADE..... | 93 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| TABELA 3.1 - PARÂMETROS DO PROJETO DE INVESTIMENTO | 58 |
| TABELA 3.2 – COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES CRÍTICOS DE INVESTIMENTO PARA OS DOIS MÉTODOS DE AVALIAÇÃO..... | 63 |
| TABELA 4.1 – PARÂMETROS DO CASO BASE..... | 72 |

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Introdução

A reestruturação do setor elétrico brasileiro tem como principais objetivos introduzir a competição, garantir a continuação do suprimento e atrair capital privado, mas para isso as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica devem ser separadas, de modo que possam trabalhar de forma autônoma e independente. Além disso, haverá uma mudança profunda na forma como a energia será comercializada, antes baseada em contratos renováveis de suprimento e hoje baseada numa estrutura de mercado.

Outro ponto importante na reestruturação do sistema é o aumento da capacidade do parque gerador brasileiro. Atualmente, o sistema passa por um momento crítico, onde a escassez da oferta de energia tem elevado o risco de déficit no país. A hidreletricidade é a principal fonte de geração de eletricidade, devido à existência de grandes bacias hidrográficas espalhadas pelo território. Cerca de 92% da capacidade instalada no sistema é de origem hidráulica. Isso conduz a preços de eletricidade baixos em períodos úmidos, podendo chegar próximo a zero. Mas, em compensação, períodos secos podem elevar consideravelmente esse preço.

A situação atual, levou o Governo Federal, junto ao Ministério das Minas e Energia, a lançar um plano de incentivos para a construção de novas usinas termelétricas. A

intenção é elevar a oferta de energia principalmente nos momentos mais críticos, que seriam a partir de 2003. Essas novas usinas fariam uso principalmente do gás natural disponível através de gasodutos espalhados pelo país. Os benefícios atingiriam novas usinas que estejam operando até 2003. O principal impacto desses incentivos é sobre o fluxo de caixa dos empreendimentos, tornando-os menos voláteis, já que algumas garantias estão sendo dadas a variáveis com incertezas, como o preço do gás natural.

O estudo proposto nesta dissertação não levará em conta esses incentivos. A proposta é mostrar que as incertezas criam oportunidades que agregam valor ao projeto. Para isto será utilizado a Teoria das Opções Reais, que leva em conta as decisões gerenciais para a formação de valor de um projeto de investimento.

1.2 - Estado da Arte

O tema principal desta dissertação está profundamente relacionada à teoria da avaliação de opções, já que a intenção é avaliar uma unidade térmica de geração de eletricidade, considerando que a sua operação em cada estágio e também o investimento inicial são opções e não obrigações. Assim, é importante discutir a Teoria das Opções Financeiras antes de entrar na avaliação usando opções reais. Neste item serão apresentados os principais trabalhos desenvolvidos nas áreas de opções financeiras, opções reais e mercado de eletricidade.

1.2.1 - Teoria das Opções Financeiras

O desenvolvimento teórico da Teoria das Opções Financeiras tem como marco principal o trabalho apresentado em [5], que desenvolveu uma fórmula analítica para avaliação de opção de compra europeia. A principal contribuição deste trabalho talvez não tenha sido a fórmula em si, mas sim a metodologia proposta. A formação de uma carteira dinâmica

independente das preferências ao risco de seu detentor, permitiu que fosse utilizado uma taxa de juros livre de risco para descontar as remunerações futuras da opção.

Em um trabalho posterior, [52], alguns conceitos apresentados por Black e Scholes foram generalizados. Por exemplo, uma opção de compra Européia cujo ativo objeto pagava dividendos foi avaliada, foi mostrado que uma opção de compra Americana sobre um ativo objeto que não paga dividendos tem o mesmo valor que a opção Européia compra sobre o mesmo ativo objeto, ou seja, não é ótimo exercer antecipadamente uma opção de compra Americana quando o ativo objeto não paga dividendos.

Pela teoria da arbitragem, uma opção Européia pode ser avaliada usando a expectativa da remuneração terminal da opção para uma dada medida de probabilidade neutra ao risco, [18]. Esta conclusão foi utilizada em [6] para avaliar uma opção Européia usando Simulação Monte Carlo (SMC). As principais vantagens de Monte Carlo sobre outros métodos numéricos são a possibilidade de calcular o erro da estimativa e que o erro da estimativa é independente da dimensão do problema. Mas, a principal desvantagem é que o erro é inversamente proporcional ao tamanho da amostra, ou seja, melhores estimativas requerem maiores amostras e conseqüentemente um maior esforço computacional. Em [6], também foram utilizadas algumas técnicas para melhorar a precisão das estimativas. Estas técnicas são conhecidas como técnicas de redução de variância, [34].

Até o final da década de oitenta, poucos trabalhos utilizaram SMC para avaliar opções, já que métodos numéricos como árvore binomial ([19]), árvore trinomial ([16]) e métodos de diferença finita ([10]) mostravam-se superiores seja em precisão, seja em eficiência computacional. SMC voltou ao cenário de avaliação de opção quando foi

proposto um modelo para avaliação de opção com volatilidade estocástica, [38]. Neste modelo, o preço do ativo e sua volatilidade são estocásticos, tornando a sua formulação analítica bastante complexa, o que torna SMC mais atrativo. Técnicas de redução de variância foram utilizadas e conduziram a resultados relativamente precisos.

A década de noventa pode ser considerada como o período de consolidação da SMC como ferramenta para avaliação de opções. Vários trabalhos surgiram mostrando como avaliar opções Europeias mais complexas do que simples opções de compra e venda. Outras técnicas de redução de variância foram utilizadas e mostraram-se bastante úteis em problemas financeiros. Uma ótima revisão dos principais trabalhos é feita em [7].

A maioria dos trabalhos sobre SMC em finanças avaliava opções Europeias, ou seja, opções que somente eram exercidas no vencimento. Opções Americanas, que podem ser exercidas em qualquer momento até o vencimento, possuem uma característica *backward*, que o torna mais difícil de ser avaliado usando Monte Carlo. A característica *backward* está ligada a avaliação da política ótima de investimento.

O primeiro trabalho sério a usar SMC para avaliação de opções Americanas usou um algoritmo que aglomerava o espaço de estados do preço do ativo objeto em cada período de tempo em grupos preestabelecidos, [63]. Obtidos os grupos, calculava-se a probabilidade de transição de cada grupo em um período, para cada um dos grupos no período imediatamente a seguir. Assim, uma árvore simulada era obtida e um algoritmo de programação dinâmica estocástica era utilizado para avaliar em cada nó a equação de *Bellman*, ou seja, verificar em cada nó se o melhor é exercer a opção imediatamente ou esperar até o próximo período. O principal problema com este algoritmo era sua dependência da dimensão do problema.

Uma mudança no algoritmo citado no parágrafo anterior foi sugerida em [2]. Ao invés de aglomerar o espaço de estados do preço do ativo objeto, o espaço de estados da remuneração da opção em cada período de tempo é que seria aglomerado. Este algoritmo ficou conhecido como Estratificação do Espaço de Estado da Remuneração da Opção. Com esta mudança, foi possível eliminar a dependência que o algoritmo em [63] tinha com a dimensão da opção, mas alguns problemas ainda permaneciam, como o número ideal de grupos a ser utilizado em cada período de tempo.

Nos últimos anos, novos trabalhos apareceram na literatura de finanças sobre avaliação de opções Americanas usando SMC. Em [7], foi utilizado um modelo de árvore simulada para o preço do ativo objeto. Foi mostrado também que não existem estimadores não-tendenciosos para avaliar uma opção Americanas usando SMC. Para resolver este problema, foram propostos dois estimadores consistentes que formam um intervalo de confiança para o preço da opção.

Um algoritmo composto por duas fases foi proposto em [32]. Na primeira fase, a política ótima de investimento é estimada através de um problema de otimização. Na segunda fase, o valor da opção Americana é estimado utilizando SMC, já que o momento ótimo de investimento já foi estimado na fase anterior. Assim como em [13], um intervalo de confiança para o preço da opção foi formado por dois estimadores consistentes.

Uma outra maneira de avaliar uma opção Americana usando SMC foi apresentada em [40]. Neste trabalho, foi utilizado um algoritmo computacionalmente eficiente, que calculava a política ótima de investimento, considerando-a como um ponto fixo em algoritmo de programação dinâmica.

1.2.2 - Teoria das Opções Reais

A Teoria das Opções Reais é uma metodologia para avaliação de ativos reais, como por exemplo projetos de investimento, que leva em conta as flexibilidades operacionais e gerenciais ao longo da vida útil do projeto. Sua característica dinâmica, diferentemente de técnicas tradicionais como Valor Presente Líquido (VPL), conduzem a resultados mais realistas.

Os primeiros trabalhos a considerarem oportunidade de investimento como uma opção e não uma obrigação, surgiram no final da década de setenta. O valor de uma reserva de recurso natural, dado que o preço do recurso era estocástico, foi avaliado considerando que a reserva era uma opção perpétua sobre os recursos extraídos, [64].

Muitos dos trabalhos sobre Opções Reais avaliavam projetos de investimento na indústria do petróleo mundial ([54] e [9]) e na indústria de petróleo brasileiro [24].

Projetos que podem ter a decisão de investimento prorrogada, a fim de se beneficiar de informações disponíveis no futuro, possuem um custo de oportunidade de investimento que deve ser levado em consideração. A não inclusão deste custo de oportunidade no processo de avaliação pode levar a decisões de investimento incorretas. Em [49], a opção de espera é considerada análoga a uma opção Americana de compra, onde o ativo objeto é o valor presente do projeto e o preço de exercício é o custo de investimento.

De acordo com a teoria microeconômica, uma fábrica somente deverá operar quando seus custos variáveis forem menores do que a sua receita operacional. Esta regra simples tem implicações importantes sobre a decisão inicial do investimento de se construir a fábrica. Em [48], o valor de um projeto com esta flexibilidade operacional é calculado. A opção de abandono temporário em cada período de decisão (ou opção de

shutdown) é análoga a uma opção Européia de compra, onde o ativo objeto é o fluxo de caixa produzida pela receita operacional e o preço de exercício é o custo variável de produção. O valor do projeto de investimento é dado pelo somatório do valor de todas as opções ao longo da vida útil do projeto.

A opção de abandonar permanente o projeto em troca do seu valor residual foi avaliada [47]. Muitas vezes, as decisões de investimento são feitas sequencialmente e em uma ordem determinada. Um modelo onde uma empresa investe continuamente até que o projeto esteja completo foi desenvolvido em [46]. Outras vezes, projetos de investimento apresentam mais de uma opção, e estas podem se interagir destruindo ou criando valor. Estas interações foram estudadas em [66].

Um apanhado geral e bastante didático de todos os desenvolvimentos na Teoria das Opções Reais em tempo contínuo é dado em [25]. Já modelos em tempo discreto podem ser encontrados em [67]. Outras três coletâneas de artigos sobre Opções Reais, com desenvolvimentos teóricos e práticos são dadas em [12], [45] e [68].

1.2.3 - Avaliação de Ativos e Gerenciamento de Riscos no Mercado de Eletricidade

A mudança de um regime de preços baseado em contratos de suprimento renováveis para uma estrutura baseada em preços dados por um mercado competitivo, expõe as empresas do setor elétrico brasileiro à volatilidade do mercado de eletricidade. Neste novo ambiente, as empresas devem gerenciar os riscos associados à operação diária (curto prazo) e também as operações de longo prazo. Metodologias baseadas no mercado devem ser utilizadas para planejamento da sua capacidade de geração, avaliação das oportunidades de investimento e maximização do valor de seus ativos.

Assim, existirá uma forte demanda por parte dos agentes envolvidos com o mercado, como geradores, cargas e comercializadores, por ferramentas utilizadas para proteção contra riscos financeiros (*hedging*) e avaliação estratégica de investimentos. Na Inglaterra, uma das ferramentas de *hedging* mais utilizada é o Contrato por Diferença (CFD), onde a carga e o gerador concordam em pagar a diferença quando o preço está favorável para um e desfavorável para outro, [36]. Nos EUA, mercado futuro e de opções estão sendo utilizados pelos agentes para proteção contra a alta volatilidade dos preços de eletricidade. Estes contratos são normalmente negociados na Bolsa de Valores de Nova York (NYMEX), [43], [57] e [23].

Outra questão relevante para os participantes do mercado de energia elétrica é a avaliação de ativos reais, como por exemplo projetos de investimento em geração e transmissão. Utilizando a experiência obtida em outras indústrias, a Teoria das Opções Reais surge como uma boa escolha para avaliar ativos em um mercado caracterizado por grandes incertezas, [1].

Um ativo de geração, por exemplo uma termelétrica, pode ser avaliado considerando que sua operação em cada período ao longo de sua vida útil seja uma opção sobre a diferença entre dois ativos, a eletricidade e o combustível usado para transformar energia térmica em elétrica. A termelétrica somente irá operar se a diferença for positiva, em consequência o valor presente dos fluxos de caixa futuros será a soma dos valores das opções de operação ao longo de sua vida útil, [21], [22] e [28]. Além da operação da termelétrica, se forem consideradas algumas restrições operacionais, o modelo torna-se mais realístico, propiciando avaliações dos riscos apresentados pelo projeto mais consistentes, [69] e [23].

Devido às características singulares do sistema elétrico brasileiro, o gerenciamento de riscos é o grande desafio dos próximos anos. Simplesmente importar ferramentas usadas no mercado financeiro ou em outros mercados de eletricidade pelo mundo não é o caminho mais adequado, pois o sistema brasileiro é altamente dependente da hidreletricidade. Cerca de 92% do parque gerador é composto por hidroelétricas, e assim um dos principais fatores criadores de incerteza são as condições hidrológicas. Períodos de seca prolongados podem levar a um racionamento no futuro o que elevará o preço da eletricidade, podendo até atingir o custo de racionamento. Por outro lado, períodos úmidos prolongados tendem a encher os reservatórios das usinas, diminuindo com isso o preço da eletricidade, [51].

Vários mecanismos de proteção aos riscos embutidos no mercado de energia elétrica brasileiro estão sendo estudados. Em [70], foi mostrado que CFD's somente devem ser utilizados quando houver um limite (preço teto) para a variação do *spot*, afim de que nenhuma das partes quebrem devido a uma alta extrema do preço *spot*. Vários outros trabalhos vêm mostrando que contratos bilaterais entre a carga e o gerador, a carga e o comercializador ou o gerador e o comercializador serão bastante utilizados, [70], [71] e [56].

As usinas hidrelétricas em uma mesma cascata poderão compartilhar os riscos hidrológicos através do Mecanismo de Realocação de Energia que tem a finalidade de administrar os riscos hidrológicos enfrentados por seus participantes através da realocação dos volumes de energia entre os geradores, [17], [51], [56] e [72].

Outro arranjo destinado a compartilhar riscos, agora entre uma termelétrica e uma hidroelétrica, foi aquele proposto por [51], onde uma hidroelétrica concorda em pagar

os custos fixos mais os custos variáveis de uma central termelétrica em troca de sua energia nos períodos onde o valor da água estiver elevado.

O uso de mercado de derivativos para proteção contra riscos é uma área que ainda merece estudos mais detalhados, pois há a intenção das autoridades em criar um mercado futuro de eletricidade no Brasil. Por enquanto estes contratos poderão ser negociados fora da bolsa (OTC), sem nenhum tipo de regulamentação ou cotação.

A avaliação de ativos no mercado de eletricidade brasileiro se concentrará, a princípio, em ativos de geração de eletricidade como centrais termelétricas ou centrais hidroelétricas, pois estes ativos estão sob responsabilidade da iniciativa privada. A transmissão em poder do estado tem importância menor, exceto alguns trechos que estão sendo privatizados. Alguns serviços ancilares, por exemplo suporte de potência reativa, necessitam ser avaliados também.

Ainda existem poucos materiais publicados, alguns apresentam discussões e comparações com modelos estrangeiros baseado em Teoria das Opções Reais, [14]. Outros propõem métodos de simulação baseados em estimativas do fluxo de caixa futuro e valor presente líquido, [50], [51], [59] e [71].

1.3 - Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2, será feita uma apresentação sobre o mercado de eletricidade brasileiro. Sua estrutura física e financeira será discutida.

A teoria necessária para o desenvolvimento do tema central do trabalho será abordada no Capítulo 3. A teoria das opções utilizada como ferramenta para avaliação de ativos reais será delineada. A flexibilidade operacional de uma planta será modelada através de opções de suspensão temporária da operação. Já a decisão de investir em um projeto

será modelada usando a opção de diferir. Métodos para avaliação de opções como Análise de Direitos Contingenciais, Programação Dinâmica e Simulação Monte Carlo serão apresentados.

No Capítulo 4, a avaliação econômica de uma termelétrica a gás natural no setor elétrico brasileiro será feita utilizando a Teoria das Opções Reais. Sensibilidades em relação à variáveis do problema serão apresentadas. O valor da opção de se declarar flexível será calculado.

Finalmente, no Capítulo 5 serão dadas as conclusões do trabalho e indicações de possíveis trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

O MERCADO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

2.1 - Introdução

O Setor de Energia Elétrica Brasileiro está passando por uma reestruturação profunda cujos principais objetivos são introduzir a competição na geração, garantir a continuidade do suprimento e atrair capital privado através da transferência de ativos de geração e distribuição para a iniciativa privada. Além disso, o mercado competitivo deverá atrair novos investimentos, principalmente na construção de usinas geradoras de eletricidade, aumentando a capacidade de geração instalada no país. Assim, a oferta de eletricidade poderá acompanhar a demanda crescente dos últimos anos e regularizar os atuais níveis de déficit do sistema.

A hidreletricidade é esperada permanecer como fonte dominante de potência elétrica, mas também é esperado o aumento na participação de geração térmica na matriz energética brasileira. Este fato deve ocorrer devido à disponibilidade de gás natural através dos gasodutos que estão sendo implantados ao longo do país e dos desenvolvimentos e avanços tecnológicos na construção de usinas termelétricas usando turbinas a gás / ciclo combinado. Além disso, as usinas termelétricas são uma alternativa de curto prazo para o Brasil, já que o tempo de construção reduzido permitiria o aumento da oferta durante a transição para o mercado competitivo, minimizando com isto os riscos de déficit neste período.

O caso brasileiro é bastante diferente de países onde centrais termelétricas são dominantes, já que o sistema é predominantemente hidráulico¹, caracterizado por grandes reservatórios com capacidade de regulação plurianual, estruturada em cascatas complexas sobre várias bacias hidrográficas, [51] e [56]. Não se pode separar o problema de despacho térmico do hidrelétrico. Aqui uma termelétrica será despachada se o preço *spot* da eletricidade for maior do que o seu custo operativo, onde o preço *spot* é calculado através da solução de um problema de otimização. Em sistemas de base térmica, como o dos EUA, o preço *spot* que otimiza o sistema é dado pelo equilíbrio entre a oferta competitiva de energia no mercado e a demanda.

Este capítulo está estruturado da seguinte maneira: a seção 2.2 discute o modelo organizacional e os principais agentes; a seção 2.3 discute a formação e algumas características do preço *spot* de energia elétrica; a seção 2.4 discute algumas questões sobre gerenciamento de risco enfrentado pelas empresas no novo modelo; a seção 2.5 fala um pouco sobre os tipos de geradores de energia elétrica existentes e suas características; as seções 2.6 e 2.7 discutem questões atuais sobre o mercado de gás natural e os incentivos dados pelo governo para os projetos de implantação de usinas termelétricas.

2.2 - A Nova Estrutura

A nova estrutura do setor elétrico brasileiro é baseada na introdução da concorrência nas atividades de produção e comercialização de energia. Há o incentivo para a desverticalização das concessionárias através da separação das atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia. Os ativos de transmissão e distribuição são encarados como monopólios naturais, com preços regulados. Os ativos

de geração e distribuição estão sendo privatizados enquanto que a transmissão, a princípio, permanecerá nas mãos dos governos federal e estadual.

A nova estrutura abre espaço para a presença da empresa comercializadora de energia elétrica. Esta empresa, que tem de passar pela aprovação do órgão regulador, normalmente não possui ativos de geração ou transmissão, ela simplesmente intermediará contratos de compra e venda de eletricidade.

Outras entidades surgiram a fim de garantir o sucesso da nova estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro. Essas entidades têm funções bem definidas e trabalham com os objetivos comuns de melhor atender o consumidor (através da qualidade, desenvolvimentos tecnológicos e conseqüente diminuição dos custos), garantir a expansão do setor elétrico e aumentar a competitividade do país. Os principais são:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - é o órgão regulador do Setor Elétrico Brasileiro, terá um papel importante na fiscalização e condução da nova estrutura organizacional do setor;
- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) - é um órgão ligado ao MME cuja principal atribuição é coordenar a elaboração do planejamento indicativo da expansão da geração e determinativo da expansão da transmissão do SEB;
- Mercado Atacadista de Energia (MAE) – responsável pela formação do preço da energia elétrica no mercado à vista (*spot*) e sua comercialização e
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – responsável pelo despacho e otimização do sistema, além de arrecadar os encargos de transmissão.

O MAE e o ONS serão discutidos em maiores detalhes nas subseções a seguir.

2.2.1 - Mercado Atacadista de Energia (MAE)

Um dos principais marcos da reestruturação do setor elétrico brasileiro foi a criação do Mercado Atacadista de Energia em agosto de 1998. O MAE veio para substituir o sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento, através da competição nos segmentos de produção e comercialização de energia elétrica.

O MAE é o local onde os produtores, comercializadores e grandes consumidores poderão realizar atividades de compra e venda de energia elétrica. Essas atividades dar-se-ão através de contratos bilaterais e contratos de curto prazo regulados pelo Acordo de Mercado, assinado por todos os agentes integrantes do MAE em 27 de agosto de 1998. Além disso, o MAE será responsável pela contabilização e liquidação da energia contratada.

Deverão participar do Mercado Atacadista de Energia², aqueles que se enquadrarem às seguintes regras:

- todos os geradores com capacidade instalada acima de 50MW;
- todas as distribuidoras com carga anual superior a 500MWh.

Já as distribuidoras com carga anual entre 100-500 MWh e os grandes consumidores com demanda acima de 10MW poderão optar por tornar-se membros do MAE.

O MAE estabelecerá o preço à vista (preço *spot*) da energia elétrica. Em condições normais, este preço será baseado no Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP), calculado por uma cadeia de programas de otimização do sistema. Este sistema de preços difere daquele praticado nos Estados Unidos e Inglaterra, onde a oferta competitiva entre os

geradores estabelece o preço no mercado à vista. Os preços serão calculados para cada um dos submercados (quatro atualmente) do sistema interligado, um dia antes do despacho. Apenas as restrições de transmissão entre submercados serão levadas em consideração para a formação do preço.

O preço do MAE também deverá refletir os encargos por capacidade. Estes encargos são pagos de forma a cobrir os custos fixos de manutenção e operação daqueles geradores solicitados para manter o nível de confiabilidade do sistema. Somente receberão os encargos por capacidade aqueles geradores que se declararem disponíveis no dia anterior.

2.2.2 - Operador Nacional do Sistema Elétrico(ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão encarregado de promover a otimização da operação eletro-energética do Sistema Elétrico Brasileiro, visando alcançar o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade. É também de responsabilidade do ONS garantir a todos os agentes do setor elétrico acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória.

A otimização hidrotérmica do sistema se dará dentro de programas diários, semanais e mensais de modo a refletir as características hidrológicas e elétricas do sistema brasileiro, necessitando para isso informações técnicas precisas. Os geradores hidrelétricos deverão fornecer ao ONS informações sobre os níveis de água do reservatório, vazões afluentes dos reservatórios e disponibilidade das turbinas. Já os geradores termelétricos fornecerão informações sobre a disponibilidade de suas máquinas, eficiência técnica, custos operacionais e de combustível.

Além da otimização e despacho do sistema, o ONS também será responsável pelo:

- planejamento operacional da geração e transmissão em horizontes de tempo de até cinco anos;
- cobrança da tarifa de uso da rede de transmissão;
- remuneração dos prestadores de serviços de transmissão;

Com isso o ONS cria condições para que novos projetos de transmissão sejam licitados, além de permitir que os ativos de transmissão existentes sejam privatizados no futuro, mantendo consigo a responsabilidade da operação econômica do sistema.

2.3 - Preço Spot de Eletricidade

No Brasil, o MAE será o responsável pelo cálculo do preço *spot* de eletricidade. Para isto, ferramentas computacionais de despacho serão usadas durante o processo de otimização do sistema. O preço *spot* será calculado para quatro submercados (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste) definidos por restrições de transmissão.

O preço do MAE refletirá o custo marginal do sistema, obtido a partir de modelos de otimização, [51], [56] e [72]. Ele levará em conta os custos de geração das usinas térmicas e o custo de racionamento de sistema, [17] e [53]. O preço será calculado com um dia de antecedência e será baseado em declarações de disponibilidade e custos operacionais daquela data.

Em países onde o setor de energia elétrica foi reestruturado, a determinação do preço à vista da eletricidade é realizada através do Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP). A utilização deste método em sistemas com predominância hidráulica, que é o caso brasileiro, apresenta uma dificuldade adicional devido à variabilidade das condições hidrológicas e a existência de reservatórios em cachoeiras.

Devido às características do sistema brasileiro e as distintas decisões a serem tomadas nos diversos horizontes de tempo, o planejamento da operação é dividido em quatro etapas, conforme ilustrado na Figura 2.1. Esta figura também apresenta os principais modelos eletro-energéticos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para o ONS e o MAE.

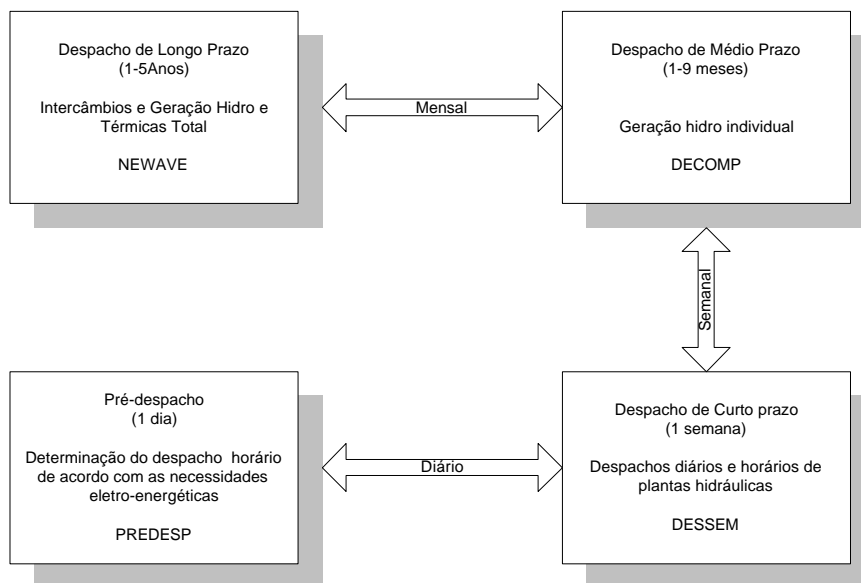


Figura 2.1 – Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico

Estes sistemas computacionais são desenvolvidos levando-se em conta características importantes da operação de sistemas hidro-térmicos, tais como:

- acoplamento temporal - a operação de uma usina hidrelétrica depende do uso futuro da água, sua disponibilidade e valor;
- variáveis estocásticas – as afluências nos reservatórios, a oferta e a demanda por eletricidade são variáveis aleatórias.

Para estudos de longo prazo, como aquele que será realizado no Capítulo 4, o preço *spot* pode ser obtido através do modelo NEWAVE. Este modelo determina a estratégia ótima de operação hidrotérmica a longo prazo, com representação agregada do parque

hidroelétrico e cálculo da política ótima de operação do sistema interligado representada pelas funções de custo futuro. Além disso, fornece o custo esperado de operação de um mês qualquer, até o final do horizonte de planejamento.

Normalmente, sistemas de base hídrica são projetados para assegurar a oferta de energia mesmo sob condições adversas, que acontece muito infreqüentemente. Como consequência, na maior parte do tempo existem excessos de energia que implicam em um CMCP do sistema muito baixo. Caso um período muito seco aconteça, o CMCP poderá aumentar bruscamente, e até mesmo alcançar o custo de racionamento do sistema. Devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios, os períodos de baixo custo ocorrem usualmente durante vários anos, separados por períodos de alto custo, causados por secas, como mostrado na Figura 2.2. O CMCP do sistema estava perto de zero em 36 dos 56 meses, e o período úmido mais longo durou 21 meses, quase dois anos.

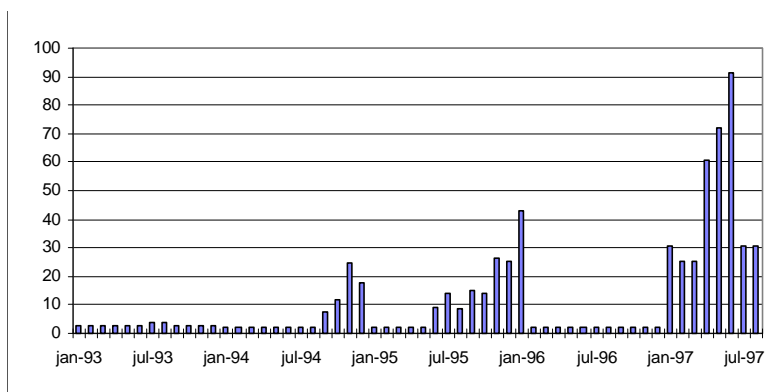


Figura 2.2 - Histórico Mensal do CMCP do Sistema Elétrico Brasileiro

O CMCP reflete o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda por eletricidade. A previsão deste preço é difícil devido às incertezas nas afluições futuras aos reservatórios, acarretando um nível considerável de volatilidade. Além disso, a distribuição de probabilidades dos preços futuros é bastante assimétrica.

Como exemplo da assimetria da distribuição do CMCP em um determinado período, duas mil séries futuras mensais de CMCP para o subsistema Sudeste, a partir de janeiro de 2000 até dezembro de 2004, foram obtidas através de uma rodada do NEWAVE. A Figura 2.3 mostra varia a distribuição de frequência do CMCP previsto para março de 2003. Dos 2000 cenários de CMCP, cerca de 60% estão entre R\$0/MWh e R\$5/MWh. Existe uma probabilidade perto de 8% do CMCP ser elevado, acima de R\$100/MWh. Nos 32% restantes, o CMCP varia entre R\$5/MWh e R\$100/MWh.

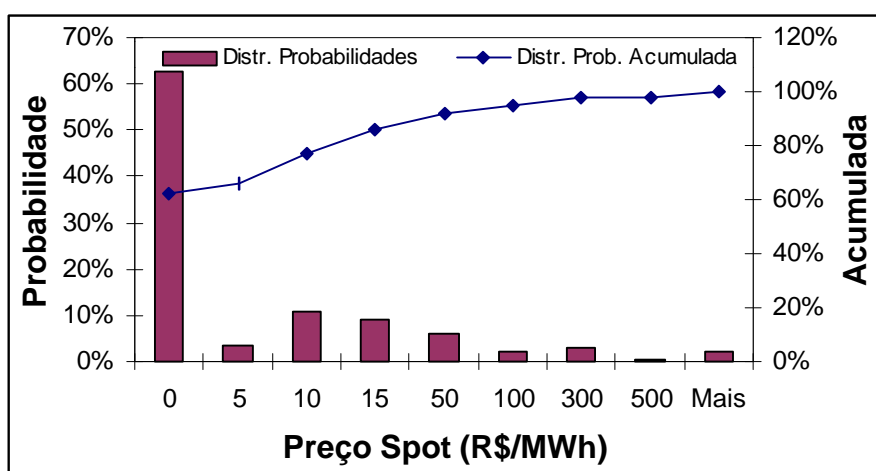


Figura 2.3 - Histograma para CMCP em Março de 2003

Quando eventos raros ocorrerem, como por exemplo um período longo de seca, o sistema poderá passar por uma fase de racionamento. Neste cenário, o preço do MAE será elevado a um nível superior, de acordo com uma função de racionamento. Os valores do racionamento deverão ser baseados em uma medida econômica da energia não atendida³, de modo a assegurar aos consumidores um pagamento justo pela confiabilidade do fornecimento. Já CMCP's baixos indicam períodos onde os reservatórios estão cheios. Assim, o CMCP é um excelente sinalizador das condições do sistema elétrico brasileiro.

O gráfico da Figura 2.4 apresenta a variação do CMCP médio em cinco anos, a partir de 2000. Este gráfico mostra que existem dois períodos críticos para o sistema elétrico brasileiro, 2000 e 2001, onde a falta de energia e alguns problemas hidrológicos elevam o CMCP a patamares acima de R\$100/MWh. Para que a situação pudesse se normalizar, o governo federal criou uma série de incentivos para usinas termelétricas que pudessem ser implantadas até 2003. Com isso, a situação volta a se normalizar a partir de 2003, com o CMCP abaixo de R\$30/MWh.

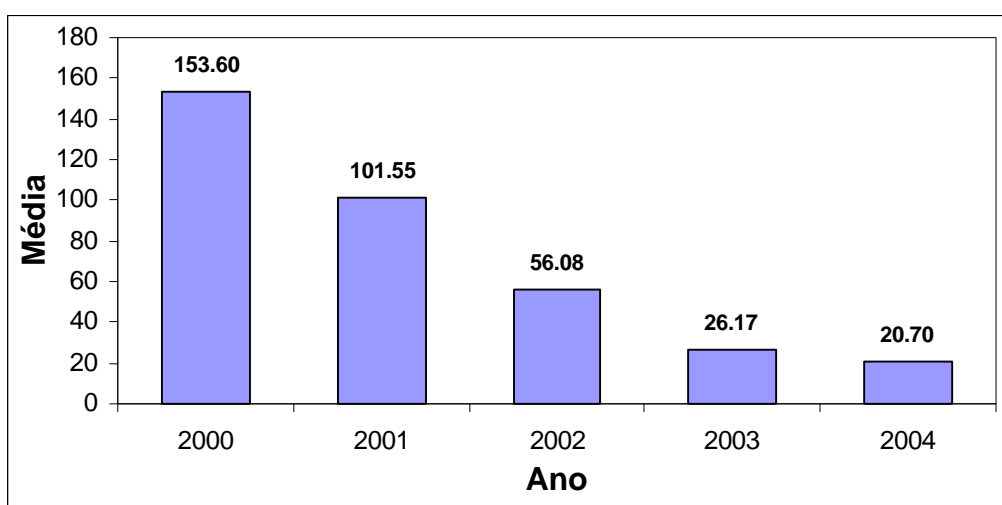


Figura 2.4 - Valor Esperado Anual do CMCP

2.4 - Gerenciamento de Riscos

A tendência mundial em relação ao setor de energia elétrica é a introdução da competição entre os produtores, ou seja, uma estrutura baseada no mercado. Assim, os agentes ficam expostos a riscos financeiros maiores, diferentemente daqueles existentes quando a estrutura do setor era baseada no monopólio estatal.

Quando comparado a outros ativos de mercado ou commodities, a eletricidade apresenta volatilidade extremamente elevada. Como exemplo, o gráfico da Figura 2.5 mostra a volatilidade do preço de contratos futuros mensais de eletricidade (COB - Califórnia-

Oregon Border), Gás Natural, Óleo Cru, Bônus de 30 anos do Tesouro Americano e Yen Japonês. A volatilidade que mais se aproxima é a dos contratos futuros de Gás Natural.

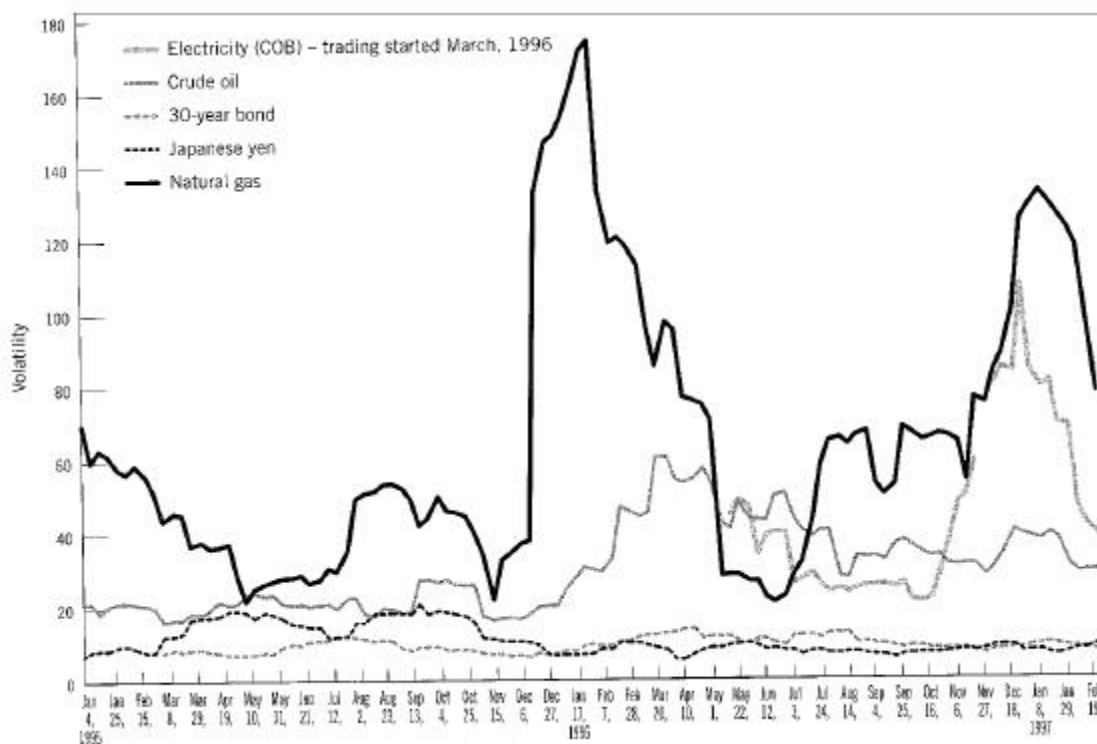


Figura 2.5 - Volatilidade dos Preços Futuros nos Mercados de Eletricidade, Óleo Cru, Gás Natural, Bônus de Trinta Anos e Yen Japonês (Fonte : US Power Market, Risk Publications).

Mas, quando comparada com a volatilidade do mercado à vista de eletricidade, a volatilidade do mercado futuro é consideravelmente menor. O gráfico da Figura 2.6 apresenta a volatilidade histórica mensal do mercado à vista da Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM), nos últimos dois anos. Repare que em três meses a volatilidade mostrou-se superior a 300%.

Em países onde a energia elétrica passou a ser considerada uma commodity, existe uma demanda cada vez maior por instrumentos financeiros que possam proteger os agentes de riscos como aqueles apresentados anteriormente. Contratos derivativos são os mecanismos financeiros utilizados por empresas para reduzir a quantia ou tipo de risco

sistemático que ela aceita. Além disso, contratos derivativos desempenham um papel importante no Mercado Competitivo de Eletricidade: introduzem eficiência às negociações; trazem a cultura do gerenciamento e compartilhamento de riscos; a especulação ajuda a diversificar o risco e gera liquidez; formação do capital necessário para a expansão da capacidade.

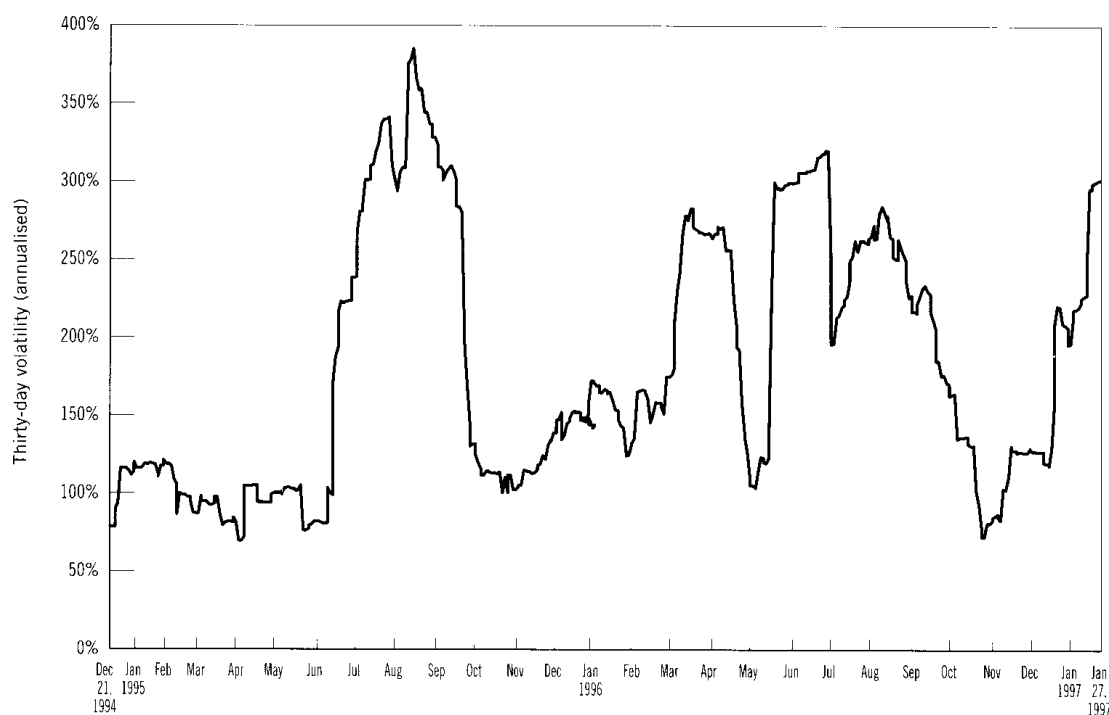


Figura 2.6 - Volatilidade dos Preços no Mercado à Vista de Eletricidade PJM
(Fonte: US Power Market, Risk Publications).

No Reino Unido, por exemplo, o instrumento financeiro mais popular é o denominado Contrato por Diferença (CFD). Já nos Estados Unidos, as ferramentas mais utilizadas para gerenciar os riscos do preço da eletricidade são os contratos derivativos, como as opções sobre o *spark spread*.

Contrato por Diferença responde por cerca de 70% dos contratos negociados na Inglaterra. O contrato por diferença é um acordo onde o vendedor concorda em pagar ao comprador a diferença entre o preço *spot* de eletricidade e o preço de exercício do

contrato em cada período (meia hora), quando o preço *spot* exceder o preço de exercício, [36].

O *Spark Spread* é um contrato de opção baseado na diferença entre o preço da eletricidade e do combustível usado para gerá-la. Este tipo de contrato derivativo é muito utilizado para gerenciar os riscos do preço da eletricidade, [22].

No Brasil, o preço *spot* da eletricidade reflete o custo marginal do sistema, como visto na seção anterior. Este preço é fortemente influenciado pelas condições hidrológicas das bacias brasileiras. Na maior parte do tempo o preço *spot* irá variar próximo a R\$0/MWh, mas grandes oscilações poderão acontecer, podendo elevar o preço *spot* até o custo de racionamento, que está em torno de R\$615/MWh. Esta variação é muito brusca, e se a volatilidade do preço *spot* pudesse ser medida, valores superiores àqueles apresentados na Figura 2.6 seriam obtidos.

Como exemplo, a volatilidade anual do CMCP será calculada para os dados históricos, realizados de janeiro de 1996 a dezembro de 1999. Seja P_t , o valor do CMCP no mês t , e R_t , o valor do retorno do título no mês t , então o retorno mensal do título é dado por $R_t = (P_t - P_{t-1})/P_{t-1}$. Calculado o retorno para cada mês, calcula-se o desvio padrão dos retornos mensais, para cada ano do histórico. O desvio padrão no ano T é dado por:

$$SD_T(R) = \sqrt{\sum_{t=1}^{12} (R_t - \bar{R}_T)^2}$$

Onde \bar{R}_T é a média dos retornos no ano T . O gráfico da Figura 2.7 mostra como varia a volatilidade do CMCP para os CMCP realizados de 1996 a 1999.

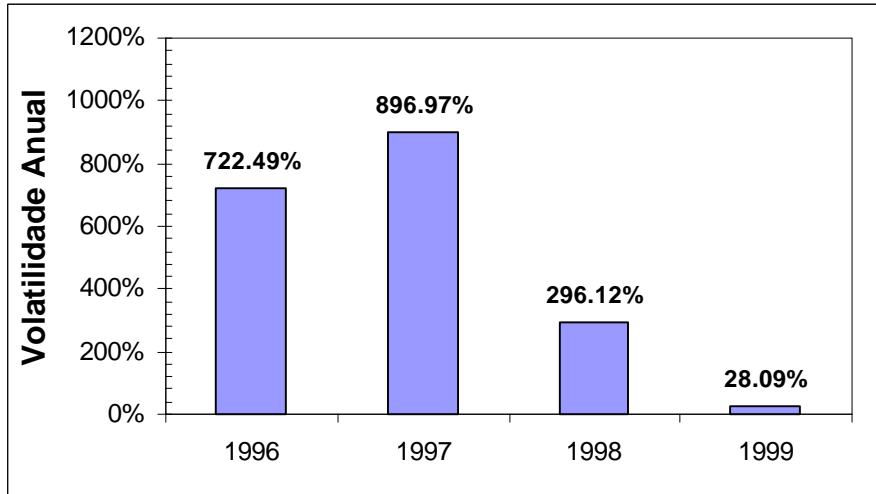


Figura 2.7 – Volatilidade Anual do CMCP

Um modo tradicional de reduzir a exposição de preço é estabelecer um fluxo de receita para geradores por um contrato de oferta de energia baseado na carga. Em um sistema hidrotérmico como o brasileiro, pode ser empregado um esquema de proteção aos riscos financeiros entre centrais hidrelétricas e centrais termelétricas. O gerador hidráulico concorda em pagar antecipadamente à central térmica seus custos fixos e variáveis, em troca de sua energia nos períodos de alto CMCP, [70]. Quando o preço *spot* está alto, as térmicas estão sendo despachadas ao invés das hidrelétricas, pois o valor da água está elevado devido aos baixos níveis de armazenamento dos reservatórios. Para honrar os contratos assumidos, as hidrelétricas deveriam comprar energia cara e com isso poderiam apresentar perdas. Pagando os custos fixos e variáveis das térmicas nos períodos de preço *spot* baixo, ou seja, períodos onde a termelétrica não operam, as hidrelétricas poderiam garantir suprimento de energia elétrica para os contratos firmados. Apesar das hidrelétricas incorporarem os custos das térmicas nos períodos de baixo preço *spot*, estes custos podem ser plenamente recuperados em períodos de alto preço *spot*. Já para as térmicas, é uma maneira de cobrir os custos nos períodos em que ela não operar.

Já os riscos hidrológicos enfrentados por centrais hidrelétricas podem ser administrados através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)⁴. O MRE asseguraria que, sob condições operacionais normais, geradores hidráulicos receberiam a receita proporcional a um crédito de energia. Este crédito é proporcional a sua contribuição para a energia assegurada do sistema, que é a carga máxima que pode ser provida pelo sistema hidrelétrico com um determinado nível de confiança (5%). O crédito de energia é calculado como a diferença entre capacidade firme do sistema com e sem cada uma das centrais hidrelétricas.

2.5 - Geradores

São os agentes do setor elétrico responsáveis pela produção de eletricidade. O sistema brasileiro é composto em sua grande maioria por usinas hidroelétricas. Basicamente existem dois tipos de usinas hidroelétricas, usinas a fio d'água e usinas com reservatório. Devido às características das bacias hidrográficas brasileiras, predominam as hidrelétricas com reservatório. Já as termelétricas são classificadas de acordo com o combustível utilizado e tecnologia das turbinas. No Brasil existem termelétricas a óleo diesel, carvão mineral, nuclear e gás natural. Termelétricas com turbinas movidas a gás natural e tecnologia ciclo combinado possuem o melhor rendimento do que as demais, além de não poluírem o ambiente.

2.5.1 - Usinas Hidrelétricas

O sistema brasileiro é predominantemente hidráulico, cerca de 92%, devido às grandes bacias hidrográficas existentes. Esta característica traz benefícios diretos ao sistema, já que na maior parte do tempo a energia elétrica é barata por causa do seu baixo custo de

produção. Em compensação, o Setor Elétrico Brasileiro é um dos mais complexos do mundo e conseqüentemente difícil de se analisar.

Usinas hidrelétricas têm na água o seu principal componente para a produção de energia elétrica. A água armazenada em reservatórios do sistema é utilizada para operar as hidrelétricas, evitando que as termelétricas, que produzem energia mais cara, sejam utilizadas, mantendo o CMCP a níveis mais baixos. Porém, a disponibilidade de energia elétrica produzida por centrais hidrelétricas é limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema. Assim, é de se esperar que a água possua um valor fictício, que depende da sua quantidade armazenada.

Caso os níveis de armazenamento do sistema estejam baixos, então o valor da água provavelmente estará elevado. Isto significa que os custos de produção das hidrelétricas estão altos, então é melhor utilizar as termelétricas, economizando a água disponível nos reservatórios para ser utilizada mais tarde, em caso de racionamento. Mas, se os reservatórios estiverem cheios, o valor da água estará baixo, assim como o custo de produção das hidrelétricas. Neste caso, não haverá necessidade de se utilizar a energia gerada por uma termelétrica, mantendo o preço *spot* em níveis baixos.

A receita de uma central hidrelétrica é altamente dependente das condições hidrológicas do sistema. A decisão de operar uma hidrelétrica hoje pode influenciar os custos de operação do sistema no futuro. Assim, sistemas elétricos com predominância hidráulica possuem decisão de operação acoplada no tempo.

2.5.2 - Usinas Termelétricas

Usinas termelétricas convencionais utilizam combustíveis fósseis, como o carvão, óleo diesel e gás natural, para produção de energia elétrica. A quantidade de combustível

utilizada depende da eficiência das turbinas, que é dada pelo *Heat Rate*, definido como o número de unidades térmicas Britânicas (Btus) do combustível necessário para gerar um megawatt-hora (MWh) de eletricidade.

As usinas termelétricas que utilizam o gás natural como combustível estão entre as mais eficientes devido a tecnologia de turbinas a gás ciclo combinado. Esta tecnologia baseia-se no conceito de recuperação do calor (*heat recovery*), capturando a energia queimada em um dispositivo. O vapor capturado por este dispositivo movimenta uma turbina a vapor, gerando potência adicional àquela gerada pela turbina principal.

Gás natural é um combustível menos poluente que os demais combustíveis fósseis e por isso a geração termelétrica baseada neste combustível atende aos requisitos ambientais. Outra vantagem das usinas termelétricas é a possibilidade de localização próximo aos centros de consumo de energia, demandando menos tempo de construção e propiciando a postergação de investimentos na rede de transmissão.

Apesar da energia gerada por uma usina termelétrica ser, normalmente, mais cara do que aquela gerada por uma usina hidroelétrica, elas serão importantes principalmente no período de transição, agregando mais energia ao sistema e tornando-o mais confiável.

No Brasil, as usinas termelétricas poderão também optar por dois tipos de operação: usinas com operação inflexível e usinas com operação flexível. As usinas inflexíveis são aquelas cujos contratos de combustível são do tipo *take-or-pay*. Estas usinas ficam o tempo todo despachadas, produzindo uma geração constante, através da contratação de volumes fixos de gás. A energia gerada não é comercializada no MAE e sim através de Contratos de Compra de Energia (PPA's – *Power Purchase Agreement*), ou contratos bilaterais. A remuneração de uma usina termelétrica inflexível é dada por:

$$G_c P_c - G_c CO \quad (2.1)$$

onde G_c é a geração contratada, P_c é o preço contratado e CO é o custo variável de operação.

Já uma usina flexível pode atuar tanto no mercado à vista quanto no mercado de contratos de longo prazo. Neste caso, a usina necessita de um contrato de fornecimento de gás mais flexível, pois parte de sua energia gerada poderá ser despachada pelo operador central. Assim, quando o custo de operação for maior do que o preço *spot*, a térmica não terá sua energia comercializada no MAE, como também parte de seu contrato poderá ser atendido por outros geradores do MAE. Neste caso sua remuneração é dada por:

$$\begin{cases} G_c P_c + (G_t - G_c) P_{spot} - G_t CO & \text{se } P_{spot} > CO \\ G_c P_c - G_c P_{spot} & \text{se } P_{spot} \leq CO \end{cases} \quad (2.2)$$

onde G_t é a geração total, P_{spot} é o preço à vista da eletricidade. Uma térmica flexível que somente atue no mercado à vista é conhecida como Térmica Mercantil e sua remuneração é dada substituindo na equação (2.2) $G_c = 0$,

$$\begin{cases} (P_{spot} - CO) G_t & \text{se } P_{spot} > CO \\ 0 & \text{se } P_{spot} \leq CO \end{cases} \quad (2.3)$$

A térmica mercantil provavelmente não irá atuar no mercado brasileiro, devido à falta de um mercado secundário de gás natural e também devido a alta probabilidade de não remuneração do capital investido. Isto será discutido mais tarde, no Capítulo 4.

2.6 - Mercado de Gás Natural

A política de formação do preço do gás e a possibilidade de implementação de um mercado de curto e longo prazos têm um impacto importante na avaliação de ativos de geração termelétrica e mesmo na eficiência do novo modelo. O principal custo de operação de uma termelétrica é dado pelo combustível utilizado para converter energia térmica em energia elétrica e deste modo o preço do combustível deve ter uma regra clara.

Em um sistema hidro-térmico, com predominância hidráulica, uma termelétrica poderá participar do mercado à vista mesmo que esteja 100% contratada. Neste caso, quando o custo de operação estiver mais alto do que o preço *spot*, ela não irá gerar energia, beneficiando-se dos preços da eletricidade do mercado à vista e comprando energia necessária para honrar seus contratos. Assim, as termelétricas no Brasil poderiam apresentar uma operação mais flexível caso pudessem obter gás natural através de contratos de gás com volume flexível.

Atualmente, o gás é comercializado por contratos de longo prazo, com pouca ou quase nenhuma flexibilidade no volume contratado. Especula-se que a Petrobrás, irá disponibilizar contratos de compra de gás natural, onde até 30% do volume total poderá ser flexibilizado. Caso essa medida não seja tomada, as centrais termelétricas tendem a se declarar inflexíveis, perdendo janelas de oportunidades na comercialização de sua energia.

2.7 - Situação Atual

A falta de investimentos em projetos de geração de eletricidade na última década e o crescimento da demanda, devido ao aquecimento da economia, tem conduzido o sistema a operar praticamente no limite de sua capacidade.

O governo federal, através dos órgãos competentes (MME e Eletrobrás) mostraram-se sensibilizados com esta questão. Afim de evitar racionamento nos próximos anos, o governo iniciou em 1999 um arrojado projeto para incentivar a instalação de usinas de geração termelétrica no país.

Usinas termelétricas possuem várias vantagens e desvantagens já citadas ao longo deste capítulo, mas o menor tempo de construção e entrada em operação de uma térmica foi o ponto chave que desencadeou os incentivos. Normalmente, uma termelétrica leva de dois a três anos para entrar em operação. Este tempo é o suficiente para regularizar a oferta de energia elétrica no país e minimizar o risco de déficit.

O gráfico da Figura 2.8 mostra que, em 2000 e 2001, a probabilidade de déficit no subsistema Sul-Sudeste em alguns meses atinge um patamar de cerca de 15%. Este valor elevado para o risco de déficit reflete a baixa oferta de energia elétrica no sistema. Felizmente, a tendência é de queda, até que em 2003 e 2004 a probabilidade de déficit atinge o patamar normal, abaixo de 5%. Isto ocorre devido a entrada em operação, mesmo que não totalmente, de várias usinas termelétricas.

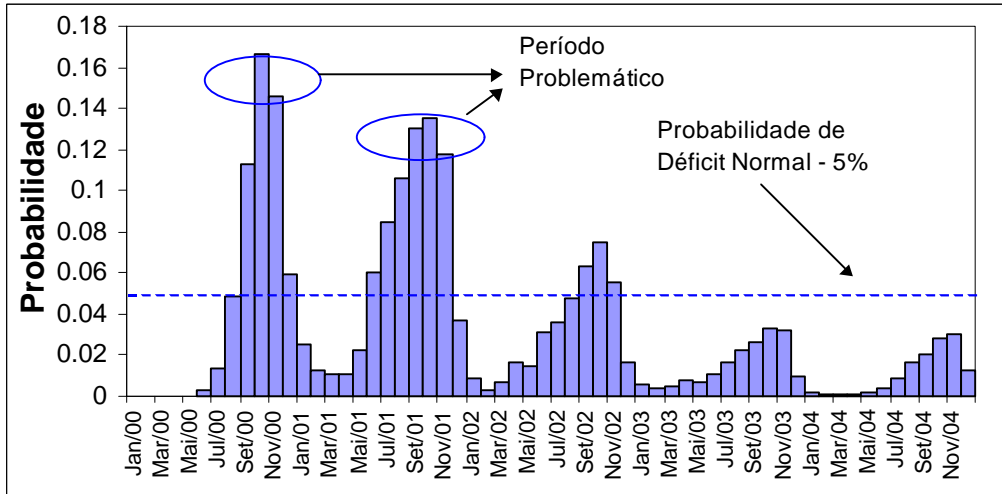


Figura 2.8 - Probabilidade de Déficit Mês a Mês do Subsistema Sul-Sudeste.

Lançado no dia dezoito de fevereiro de 2000, o programa de incentivos a implantação de projetos de geração termelétrica foi um sucesso. A intenção inicial do governo era incrementar a capacidade de geração elétrica do país em cerca de 7 GW (sete gigawatts). No início do ano, este número subiu para 9,4 GW e no lançamento foi anunciado cerca de 13 GW distribuídos em 44 usinas.

Apesar de todo este sucesso ainda existe uma questão não totalmente resolvida, o preço do gás natural. O preço do gás natural no Brasil poderá ter reajustes trimestrais, enquanto que o preço da eletricidade somente poderá ser reajustado anualmente. Neste ponto existe uma divergência entre o governo e os empresários interessados em investir em térmicas no Brasil. Acredita-se que antes do final do primeiro semestre de 2000, o governo, junto com a Petrobrás tenha definido o preço da commodity, assim como a questão dos reajustes.

¹ Mais de 90% da capacidade instalada no país é de origem hidráulica.

² Para maiores informações veja as referências [17] e [53].

³ Medida econômica do valor da energia não atendida pode ser entendida como o valor máximo que os consumidores estão dispostos a pagar pelo fornecimento de energia.

⁴ Para maiores detalhes sobre o funcionamento do MRE, veja a referência [17], [56], [59], [70] e [72].

CAPÍTULO 3

TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

Neste capítulo será abordado a Teoria das Opções Reais. Esta teoria é utilizada para avaliação de ativos reais, ou seja, ativos que não são negociados no mercado. Projetos de investimento de capital, avaliação de propriedades intelectuais e avaliação de projetos de pesquisa e desenvolvimento são alguns exemplos de ativos reais que podem ser avaliados utilizando esta teoria.

3.1 - Introdução

A teoria das opções usada como ferramenta para avaliação de investimentos é relativamente nova. Seu conceito principal fundamenta-se na teoria das opções financeiras, já que decisões gerenciais ao longo da vida útil de um projeto de investimento podem ser consideradas análogas às opções.

Uma opção real é a flexibilidade que um gerente tem para tomar decisões sobre ativos reais. À medida que novas informações surgem e as incertezas sobre o fluxo de caixa revelam-se, o gerente pode tomar decisões que influenciarão positivamente o valor final do projeto. As decisões mais comuns são: saber o momento certo de investir ou abandonar um projeto, modificar as características operacionais de um ativo ou trocar um ativo por outro. Assim, um investimento de capital pode ser considerado um conjunto de opções reais sobre um ativo real.

Decisões de investimento em ativos reais dependem também fortemente do fator tempo. Um investimento retorna um fluxo de caixa futuro que é afetado pelas incertezas e pelas decisões que a empresa e seus competidores tomarão no futuro. Para tomar uma decisão hoje, a empresa precisa levar em conta essas considerações futuras. As técnicas de avaliação de investimentos que consideram as decisões gerenciais devem ser capazes de lidar com contingências futuras.

Este capítulo apresenta os conceitos fundamentais da teoria das opções reais, que é uma metodologia capaz de tratar de maneira adequada problemas com contingências futuras. A seção 3.2 apresenta definições necessárias para o entendimento da teoria. Os modelos tradicionais como opção de parada temporária e opção de diferir o investimento, usados nesta dissertação, serão comentados na seção 3.3. Processos de avaliação de investimentos sobre ativos reais como Direitos Contingenciais, Programação Dinâmica e Simulação Monte Carlo serão discutidos na seção 3.4.

3.2 - Definições Básicas

Algumas definições são importantes para o entendimento deste capítulo e do próximo. Estas definições são alguns conceitos da teoria do mercado financeiro que são amplamente utilizadas na teoria das opções reais.

3.2.1 - Opções

Opções são contratos de compra/venda de ativos, cujo preço depende do valor do ativo objeto. Uma opção de compra (*call*) é um direito que o detentor do contrato tem de comprar o ativo objeto por um preço de exercício preestabelecido, em uma data futura determinada, [39]. Este tipo de opção apresenta uma função de remuneração dada pela equação (3.1), a seguir:

$$C_T = \max(S_T - K, 0) \quad (3.1)$$

Onde C_T é o valor da opção, T é a data de vencimento, S_T é o preço do ativo objeto e K é o preço de exercício. O gráfico da Figura 3.1 mostra como o valor da opção varia em função do preço do ativo objeto, na data de vencimento. Repare que a opção só tem valor quando o preço do ativo objeto for superior ao preço de exercício.

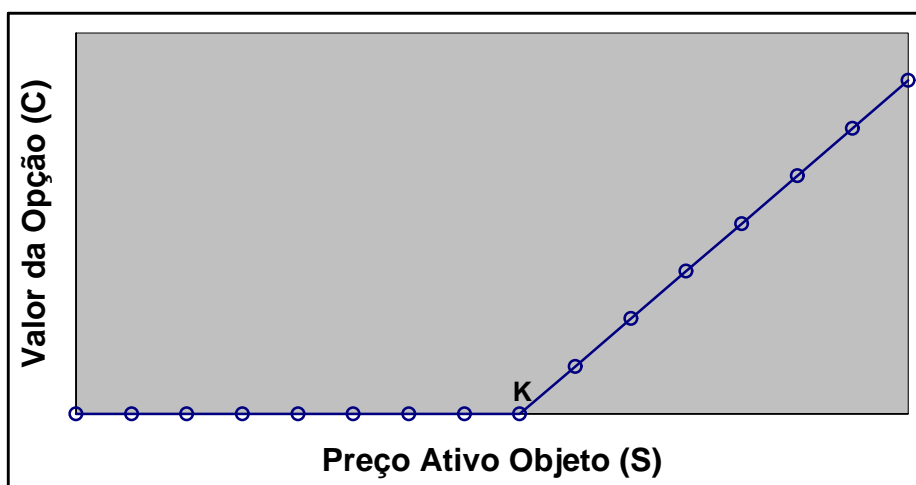


Figura 3.1 – Remuneração de uma opção de compra no vencimento

Uma opção de venda (*put*) dá ao seu detentor o direito de vender o ativo objeto por um preço de exercício numa data futura. A função de remuneração da *put*, no vencimento, é dada pela equação (3.2), a seguir:

$$P_T = \max(K - S_T, 0) \quad (3.2)$$

Onde P_T é o valor da opção de venda em T . O gráfico da função de remuneração mostra como o valor da opção de venda varia em relação ao preço do ativo objeto na data de vencimento. Neste caso, a opção tem valor quando o preço do ativo objeto for menor do que o preço de exercício.

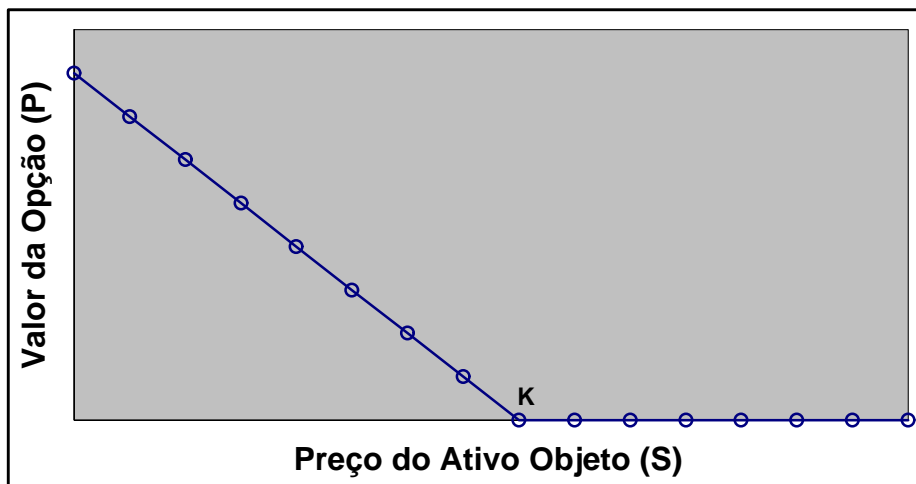


Figura 3.2 – Remuneração de uma opção de venda no vencimento.

Opções também podem ser diferenciadas quanto à data de exercício. Opções Europeias são aquelas onde o exercício somente se realizará no vencimento do título. Já as opções Americanas são aquelas onde o detentor pode exercê-las em qualquer período até a data de vencimento. Essa característica confere às opções Americanas um valor no mínimo igual ao valor de opções Europeias semelhantes.

A avaliação de opções Americanas requer a determinação da política ótima de investimento, ou seja, deve-se determinar a partir de qual valor do preço do ativo objeto, a opção deve ser exercida, de modo a maximizar o valor presente de sua remuneração. Para a teoria das opções reais, a determinação desta política é o fator central, já que poderia estar sendo determinado o melhor momento para investir em um projeto de investimento.

3.2.2 - Arbitragem

É um dos conceitos centrais da teoria de avaliação de ativos derivativos. O primeiro trabalho a utilizar este conceito foi Black e Scholes (1973). A definição de arbitragem é bastante simples, significa tomar posições simultâneas em diferentes ativos de tal forma

que um deles garanta um retorno livre de risco, maior do que o retorno do ativo livre de risco do mercado. Se este lucro existir então há uma oportunidade de arbitragem no mercado.

Os conceitos de arbitragem são utilizados para definir o preço justo de um ativo financeiro, como contratos a termo, contratos futuro, swaps e opções. O preço justo de um ativo é aquele obtido em um ambiente livre de oportunidades de arbitragem.

3.2.3 - Mercado Completo

Um mercado se diz completo quando existem ativos suficientes para reproduzir a remuneração de um título derivativo, como por exemplo uma opção. Já um mercado incompleto é aquele onde a remuneração de um título derivativo não pode ser replicado utilizando os ativos existentes.

A completude é uma característica altamente desejável para avaliação de direitos contingenciais. Se um mercado é completo, então uma opção pode ser avaliada utilizando argumento de ausência de arbitragem, ou seja, o valor da opção é dado pelo valor esperado no vencimento, descontado usando uma taxa de juros livre de risco. Caso o mercado não seja completo, a taxa de juros livre de risco não pode ser utilizada como taxa de desconto dos fluxos de caixa futuros.

3.2.4 - Custo de Investimento Irreversível

Custo de investimento irreversível é aquele que não pode ser recuperado caso o investidor simplesmente mude de idéia. Normalmente, a irreversibilidade surge quando o capital a ser investido é específico da indústria. Não basta simplesmente “desinvestir” para recuperá-lo.

Ao investir em um projeto para a instalação de uma usina de geração de eletricidade, o investidor estará investindo em projeto específico da indústria de energia elétrica, ou seja, a planta não poderá ser utilizada para outros fins, a não ser produzir eletricidade. Muitas vezes, pode-se pensar que o custo de investimento poderá ser recuperado, se a planta puder ser vendida para outra empresa. Mas, este pensamento está incorreto, pois o valor da empresa será o mesmo para todas as firmas se a indústria for competitiva, de modo que o lucro com a venda será pequeno ou nenhum.

Por exemplo, se o preço da eletricidade no mercado cair e mantiver-se abaixo do custo de produção por um longo período de tempo, então a usina poderá fechar. Este projeto foi um mau negócio para os investidores e também para outras empresas do setor, tornando-se difícil vendê-lo. Assim, investimentos em usinas de geração de eletricidade são vistos como um grande custo afundado, ou irreversíveis.

A irreversibilidade desempenha um papel importante no processo de avaliação de projeto de investimento. Uma empresa cria custo de oportunidade importante, que deve ser levado em conta, quando faz um investimento irreversível. Este custo corresponde à oportunidade de esperar por novas informações ao invés de investir imediatamente. A opção de espera, sua importância e o seu valor serão estudados nas seções 3.3 e 3.4.

3.3 - Modelos de Decisões Gerenciais

A Teoria das Opções Reais é utilizada para avaliação de diversos tipos de investimentos de capital. Existem modelos para avaliação de investimentos na indústria do petróleo, modelos para avaliação de projetos de pesquisa e desenvolvimento, modelos para avaliação de ativos de propriedade intelectual, além aplicações em outras indústrias.

Mais recentemente, com a desregulamentação da indústria de energia elétrica em vários países, a demanda por modelos de avaliação de ativos reais e ferramentas de gerenciamento de risco aumentou consideravelmente. No Capítulo 4, será apresentado alguns resultados de um modelo proposto para avaliar ativos de geração termelétrica no Brasil. Nesta seção, modelos de opções reais, como a opção de espera e a opção de suspensão temporária, serão abordados.

3.3.1 - Opção de Espera

A teoria tradicional de análise de investimentos, usando o Valor Presente Líquido (VPL), pressupõe que o gerenciamento é passivo. Contingências futuras não criam flexibilidades gerenciais e posições tomadas no passado são mantidas inalteradas no futuro. Portanto, o VPL compara a decisão de investir agora ou nunca, verificando se o valor presente dos fluxos de caixa futuro é maior do que o custo de investimento.

Quando um projeto possui custo de investimento irreversível, a decisão de investir deve levar em consideração o custo de oportunidade de esperar por novas informações. Logo, a decisão de investimento é a decisão de trocar um custo afundado (*sunk cost*) por um ativo real, cujo valor flutua ao longo do tempo. Esta decisão de investimento é análoga ao exercício ótimo de uma opção Americana de compra, ou seja, a empresa tem o direito, mas não a obrigação de comprar um ativo real (fluxo de caixa do projeto) pagando um preço de exercício estipulado (custo de investimento).

Considere um projeto de investimento de capital, onde o gerente tem a flexibilidade de retardar o início do projeto, afim de se beneficiar de informações futuras. Suponha que o gerente tenha que tomar a decisão de investimento num período de T anos, onde este

número é menor do que a vida útil do projeto. A remuneração do investimento em T , $\Omega(V_T, I)$, é dada pela equação (3.3), a seguir

$$\Omega(V_T, I) = \max(V_T - I, 0) \quad (3.3)$$

onde V_T é o Valor Presente dos Fluxos de Caixa Futuro e I é o Custo de Investimento.

O *timing* da decisão de investimento é o período de tempo que conduz ao valor presente máximo da equação (3.3). Se a opção de investir não for exercida até T , então não é ótimo investir no projeto. Se o maior valor for atingido em zero, então a opção de espera não é valiosa, e o investimento deve ser realizado imediatamente. Caso a opção seja valiosa, então existe um período $t \in (0, T]$ onde será ótimo exercer a opção. A equação (3.4) calcula o valor da opção de investir em um projeto, [25].

$$F(V_t) = \max\left\{\Omega(V_t, I), \frac{1}{1+r} E[F(V_{t+\Delta t})]\right\} \quad (3.4)$$

onde $F(V_t)$ é o valor da oportunidade de investimento em t , $E[F(V_{t+\Delta t})]$ é o valor esperado da oportunidade de investimento em $t+\Delta t$, $\Omega(V_t, I)$ é a remuneração do investimento em t e r é uma taxa de desconto especificada exogenamente. Mas, na prática, r é interpretado como o custo de oportunidade de capital e, deste modo, ele deve ser igual ao retorno que o investidor poderia ter em outras oportunidades de investimento, com risco comparável.

Muitas vezes, o gerente de um projeto não quer saber somente o valor da opção de investir, quer saber também o Valor Crítico (V^*), a partir do qual é ótimo investir. V^* é dado pelo valor de V para o qual a igualdade em (3.5) é verdadeira, ou seja, é o valor de

V para o qual é indiferente entre exercer a opção agora ou esperar até o próximo período.

$$V - F(V) = I \quad (3.5)$$

Se realmente a opção for valiosa, então mesmo que $V < I$, pode ser interessante investir no projeto. A prática diz que o valor crítico é normalmente duas ou três vezes maior do que o custo de investimento, [25], [49] e [67].

O gráfico da Figura 3.3 apresenta uma comparação ilustrativa das decisões de investimento tomadas sobre um mesmo projeto usando a metodologia Tradicional e Teoria das Opções Reais.

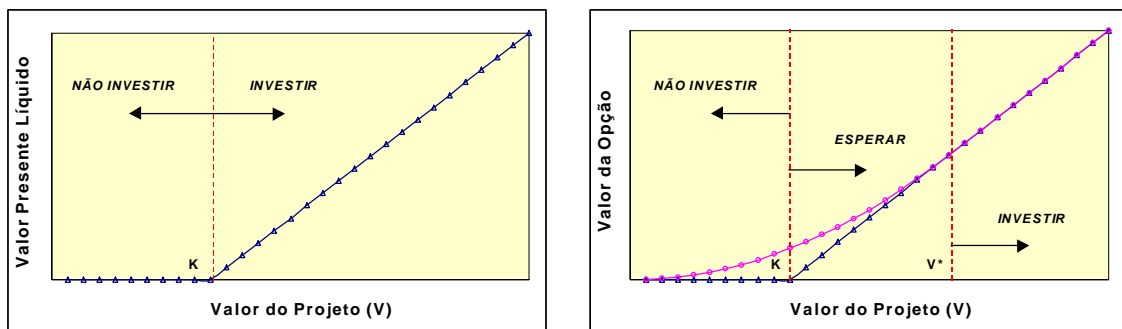


Figura 3.3 – Compara as decisões de investimento usando Teoria das Opções Reais e Valor Presente Líquido (VPL).

O valor da opção de espera é influenciado pelas incertezas embutidas nas variáveis subjacentes ao problema. Por exemplo, quanto maior a volatilidade do Valor Presente dos Fluxos de Caixa, maior será o Valor da Opção, e conseqüentemente maior será o Valor Crítico. Estes aspectos estão ilustrados nos exemplos apresentados nas seções 3.4.1 e 3.4.2.

3.3.2 - Opção de Suspensão Temporária

Um modelo de avaliação de investimentos arriscados, onde existe uma opção de suspender temporariamente e sem custos adicionais a produção de uma empresa, foi proposto em [48]. A opção de suspensão temporária é exercida quando os custos variáveis de produção excedem as receitas operacionais.

Neste modelo, as receitas e os custos variáveis de produção futuros são considerados incertos (variáveis aleatórias) e definidos por processos estocásticos correlacionados. A empresa é suposta neutra ao risco e maximizadora de riqueza.

Seja t , um período de tempo durante a vida útil da empresa. A receita pela venda de uma unidade de produção no tempo t e seus custos variáveis de operação são dados por P_t e C_t , respectivamente. O lucro operacional da empresa no tempo t , representado por p_t , é dado pela equação (3.6), a seguir:

$$p_t = \max(P_t - C_t, 0) \tag{3.6}$$

Neste caso, a empresa irá operar quando a receita for maior do que os custos variáveis de operação; caso contrário, a empresa não irá operar evitando com isso prejuízos. É óbvio que em situações reais, uma empresa não conseguiria suspender a operação sem incorrer em custos adicionais, mas esses custos não serão considerados, tornando a avaliação mais simples. O gráfico da Figura 3.4 mostra como o fluxo de lucro no tempo t varia em relação à receita operacional.

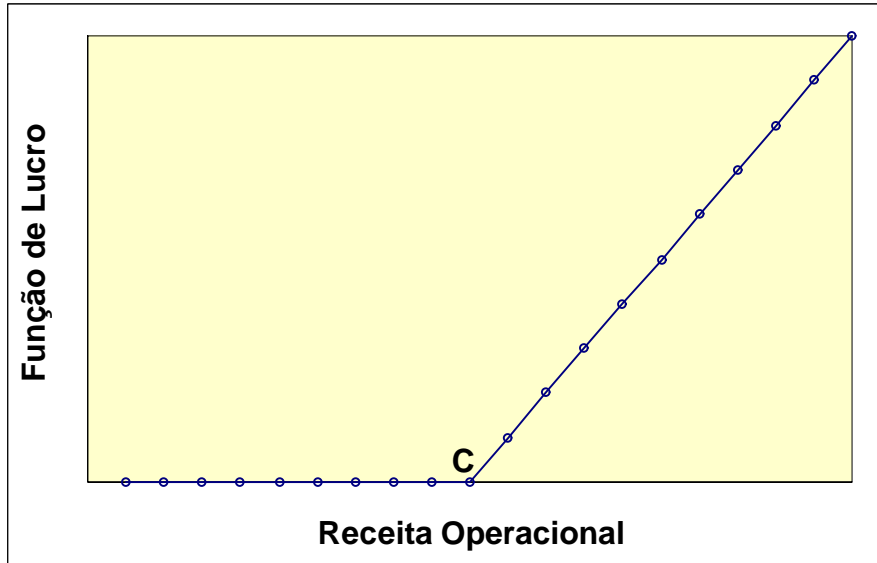


Figura 3.4 – Fluxo de lucro da empresa num período t .

Repare que esta figura é semelhante à Figura 3.1, que representa a remuneração de uma opção de compra no vencimento. E é através desta semelhança que o valor da decisão de operar ou não a empresa em um determinado estágio, condicionado às informações em $t=0$, será calculado.

Para cada estágio de operação da empresa (t), o valor da decisão de operar, é semelhante ao valor de uma opção de compra do tipo Européia com vencimento em t . O valor desta opção é dado pela equação (3.7), [18] e [48].

$$F_0(S) = E_0[e^{-rt} p_t(S_t, C)] \quad (3.7)$$

Como a decisão deve ser tomada ao longo da vida útil da empresa, então o valor presente da empresa, com opção de suspensão temporária, é dado pela equação (3.8), [48].

$$VP = \int_0^T F_0(t) dt \quad (3.8)$$

Portanto, o valor de um projeto (ou empresa) que possui uma opção de decidir, em cada período de operação, se suspende ou não a operação é dado pelo somatório do valor de cada uma dessas decisões ao longo da sua vida útil. O gráfico da Figura 3.5 compara o valor presente dos fluxos de caixa futuro de um projeto com suspensão temporária, com o de um projeto sem flexibilidades operacionais. O segundo projeto foi avaliado usando Valor Presente Líquido. Repare que mesmo quando os custos aumentam, o projeto com flexibilidade tem Valor Presente positivo, diferentemente do projeto sem flexibilidades, que está negativo.

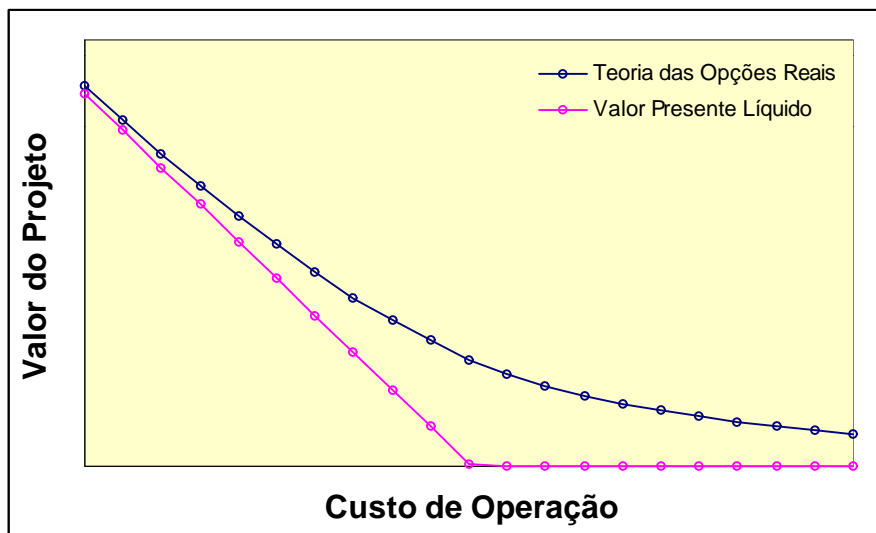


Figura 3.5 - Valor do Projeto com e sem Opção de Suspensão Temporária da Operação versus Custo de Operação

Na seção a seguir, serão apresentados métodos para avaliação das decisões gerenciais e alguns exemplos numéricos, de modo a ilustrar a teoria apresentada.

3.4 - Métodos de Avaliação de Opções Reais

Do mesmo modo que uma opção financeira, uma opção real pode ser avaliada usando técnicas de análise de direitos contingenciais. Se os investidores forem considerados neutros ao risco, então o valor da opção pode ser obtido montando-se uma carteira

dinâmica, neutra ao risco, que replica o valor do ativo real. Utilizando ferramentas do cálculo estocástico, obtém-se uma equação diferencial parcial que pode ser resolvida analiticamente ou através de métodos numéricos. Este método é muito limitado, pois à medida que as incertezas sobre as variáveis subjacentes tornam-se mais complexas, o processo de avaliação pode tornar-se oneroso computacionalmente ou intratável algebricamente.

Técnicas de simulação estatística, como Monte Carlo e Programação Dinâmica Estocástica, podem ser utilizadas para a avaliação de opções. Simulação Monte Carlo normalmente é utilizado para avaliação de opções Europeias, devido à característica *forward* que esses títulos derivativos apresentam. Já Programação Dinâmica Estocástica é utilizada para avaliar opções Americanas, já que as mesmas devem ser avaliadas com um algoritmo *backward*.

Nesta seção serão apresentadas essas ferramentas para avaliação de opções reais. Primeiro, avaliação de direitos contingenciais com ferramentas analíticas e com métodos numéricos e, em seguida, técnicas de simulação.

3.4.1 - Direitos Contingenciais

As últimas duas décadas têm mostrado grandes avanços nas metodologias para avaliação de ativos financeiros ou reais. As finanças econômicas têm desenvolvido teorias sofisticadas que descrevem as decisões dos investidores, o equilíbrio de mercado resultante da agregação dessas decisões e o preço de equilíbrio de um ativo. A existência de um mercado completo, a ausência de oportunidades de arbitragem e a existência de um processo estocástico para o retorno dos ativos são suposições básicas inerentes a estes modelos¹.

Suponha que o objetivo de um projeto de investimento seja construir uma unidade de produção. O produto final, ou ativo, será considerado o componente principal das receitas deste projeto. O processo de avaliação pode ser desmembrado em dois casos diferentes, de acordo com as características de negociação do ativo objeto. No primeiro caso, o ativo objeto é negociado no mercado, ou seja, é uma *commodity*. No segundo caso, o ativo objeto não é negociado no mercado.

Ativos Negociados no Mercado

Neste caso, o preço do ativo objeto, ao longo do tempo, segue um processo estocástico de acordo com a evolução histórica de seus preços negociados no mercado à vista ou no mercado futuro. A grande maioria dos trabalhos no campo de avaliação de ativos reais supõe que o preço do ativo segue um processo conhecido como Movimento Geométrico Browniano ([25], [45], [67] e [68]) definido pela equação (3.9), dada a seguir:

$$dS = aSdt + sSdz \quad (3.9)$$

onde S é o preço do ativo objeto, a é a taxa de crescimento do preço do ativo, s é a variância proporcional e dz é um incremento do processo estocástico de Wiener², definido pela equação a seguir

$$dz = e\sqrt{dt} \quad (3.10)$$

onde e tem distribuição normal padrão.

Este processo foi utilizado em [5] para modelar o preço de ativo financeiro, afim de avaliar um opção de compra Européia. Para a avaliação de opções reais, este modelo apresenta algumas restrições. Alguns trabalhos mostraram que a reversão para média e a reversão para a média com *jump* são processos estocásticos mais indicados para alguns

tipos de *commodities*, como o petróleo, [33] e [62]. O processo estocástico para o preço da eletricidade, que melhor se adapta às características do mercado nos EUA, é um processo de reversão para a média com *spikes*, [22] e [23].

No caso que será analisado adiante, um processo estocástico será utilizado para modelar o Valor Presente dos Fluxos de Caixa Futuro do Projeto. Se o MGB for utilizado, então o Valor Presente do Projeto poderia crescer indefinidamente em algum cenário. Esta suposição não possui argumentação econômica favorável. Mas, devido a simplicidade, o MGB será utilizado para ilustração didática da Teoria das Opções Reais.

Ativos que não são Negociados no Mercado

Neste caso, o produto não é negociado no mercado, então não se pode supor um processo estocástico para o preço deste produto. Deve-se utilizar ativos negociados no mercado para tentar reproduzir as incertezas no preço do produto³.

Como esta dissertação está preocupada em avaliar um projeto de investimento em um ativo cujo produto final é a eletricidade, que em breve será negociada no mercado, o segundo caso não será levado adiante. Deve-se salientar que ambos os casos levam a resultados semelhantes, mudando somente os parâmetros do processo estocástico subjacente. Uma formulação completa para ambos os casos é apresentada em [25].

Resolvendo o Problema

Uma carteira é formada para reproduzir o retorno e o risco do valor do projeto com opção de espera. O valor da oportunidade de investimento é dado pelo valor de mercado desta carteira.

Seja $F(V_t)$ o valor da oportunidade de investimento e V_t o valor presente do projeto no tempo t . Suponha que V_t varia de acordo com um Movimento Geométrico Browniano dado pela equação (3.11) a seguir:

$$dV = aVdt + sVdz \quad (3.11)$$

onde a é a taxa de crescimento de V , s é a volatilidade de V e dz é um processo de Wiener.

Considere uma carteira composta por uma posição comprada sobre a opção e $F'(V)$ posições vendidas sobre o projeto (ou o ativo ou a carteira perfeitamente correlacionado). Então, o valor da carteira é dado pela equação (3.12) a seguir:

$$\Phi = F(V) - F'(V)V \quad (3.12)$$

A carteira é dinâmica, pois a posição sobre unidades do projeto varia de um período de tempo para outro, de acordo com o seu valor presente. Visando a simplificação do modelo, o tamanho da posição é mantido constante dentro de um intervalo de tempo qualquer.

Agora, suponha que um investidor mantenha uma posição comprada sobre uma unidade do projeto. O retorno ajustado ao risco esperado por este investidor é dado por mV^4 , onde m é a taxa de retorno ajustada ao risco. Mas, o retorno total é composto por um fator de ganho de capital, representado por aV , mais um fator de dividendos, dado por dV^5 . Pela carteira dinâmica que reproduz os movimentos no valor do projeto, a posição vendida é mantida sobre $F'(V)$ posições de V , então ela requer $dF'(V)V$ como pagamento pela posição.

O ganho de capital obtido mantendo-se a carteira Φ por um determinado intervalo de tempo dt é dado pela equação (3.13), a seguir:

$$d\Phi = dF - F'(V)dV \quad (3.13)$$

O retorno total da carteira, em um determinado intervalo de tempo, é igual ao ganho de capital mais os dividendos.

$$\text{Retorno Total} = dF - F'(V)dV - \mathbf{d}F'(V)dV$$

Aplicando o Lema de Ito⁶ sobre dF e simplificando quando necessário, a equação (3.14) representa o retorno total sobre a carteira.

$$\text{Retorno Total} = \frac{1}{2}\mathbf{s}^2V^2 \frac{\partial^2 F}{\partial V^2} dt - \mathbf{d}V \frac{\partial F}{\partial V} dt + \frac{\partial F}{\partial t} dt \quad (3.14)$$

Pela equação (3.14), o retorno total não depende do fator estocástico dz . Logo, para que não existam oportunidades de arbitragem, a carteira exige um retorno total livre de risco, de acordo com a equação (3.15) a seguir:

$$\text{Retorno Total} = r \Phi dt \quad (3.15)$$

Igualando-se as equações (3.14) e (3.15) e simplificando quando necessário, encontra-se a equação diferencial parcial (3.16), que $F(V)$ deve satisfazer.

$$\frac{1}{2}\mathbf{s}^2V^2 \frac{\partial^2 F}{\partial V^2} + (r - \mathbf{d})V \frac{\partial F}{\partial V} + \frac{\partial F}{\partial t} - rF = 0 \quad (3.16)$$

Esta equação deve ser resolvida usando as seguintes condições de contorno.

$$F(0) = 0 \quad (3.17)$$

$$F(V^*) = V^* - I \quad (3.18)$$

$$F'(V^*) = 1 \quad (3.19)$$

onde V^* é o valor crítico, a partir do qual é ótimo investir.

Equações diferenciais parciais normalmente possuem soluções analíticas difíceis de serem encontradas. Técnicas numéricas devem ser empregadas para resolver estes tipos de equações, [16]. Outra possibilidade é tentar remover o componente tempo, transformando a equação diferencial parcial em uma equação diferencial ordinária, que pode ser resolvida analiticamente.

Remover o componente tempo significa considerar a oportunidade de investimento perpétua e a equação diferencial parcial (3.16), transforma-se na equação diferencial ordinária (3.20), [25].

$$\frac{1}{2} \sigma^2 V^2 \frac{\partial^2 F}{\partial V^2} + (r - d)V \frac{\partial F}{\partial V} - rF = 0 \quad (3.20)$$

Resolvendo-se esta equação em conjunto com as condições de contorno (3.17), (3.18) e (3.19) a solução para $F(V)$ e V^* são dadas por

$$F(V) = AV^b \quad (3.21)$$

$$V^* = \mathbf{b} / (\mathbf{b} - 1) I \quad (3.22)$$

onde \mathbf{b} e A são dados por

$$b = \frac{1}{2} - \frac{(r-d)}{s^2} + \sqrt{\left[\frac{(r-d)}{s^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2r}{s^2}} \quad (3.23)$$

$$A = \frac{V^* - I}{(V^*)^b} \quad (3.24)$$

Como exemplo, um projeto de investimento com os parâmetros dados na Tabela 3.1 será avaliado.

| <i>Parâmetros</i> | <i>Valor</i> |
|------------------------------|--------------|
| Custo de Investimento | \$1.0 |
| Volatilidade | 20,00% a.a. |
| Taxa de Juros Livre de Risco | 4,00% a.a. |
| Taxa de Dividendos | 4,00% a.a. |

Tabela 3.1 - Parâmetros do projeto de investimento

O valor crítico, a partir do qual o investimento deve ser realizado, é $V^*=2.0$. Os gráficos da Figura 3.6 ilustram como o valor da oportunidade de investimento (F_0) e o valor crítico de investimento (V^*) variam em relação a alguns parâmetros do modelo. O gráfico (a) mostra que o valor da oportunidade de investimento cresce com a volatilidade e que para $s=0.2$ e $s=0.3$ o investimento deve ser realizado para valores de V acima de 2.0 e 2.8 respectivamente. O gráfico (b) mostra como o valor crítico varia com a volatilidade para três patamares de dividendos. O gráfico (c) mostra que o valor crítico do investimento aumenta, à medida que a taxa de dividendos diminui. Já o gráfico (d) mostra como o valor crítico varia com a taxa de juros livre de risco, para dois patamares de dividendos.

Estes gráficos serão importantes para comparar com os valores obtidos usando programação dinâmica, na seção a seguir.

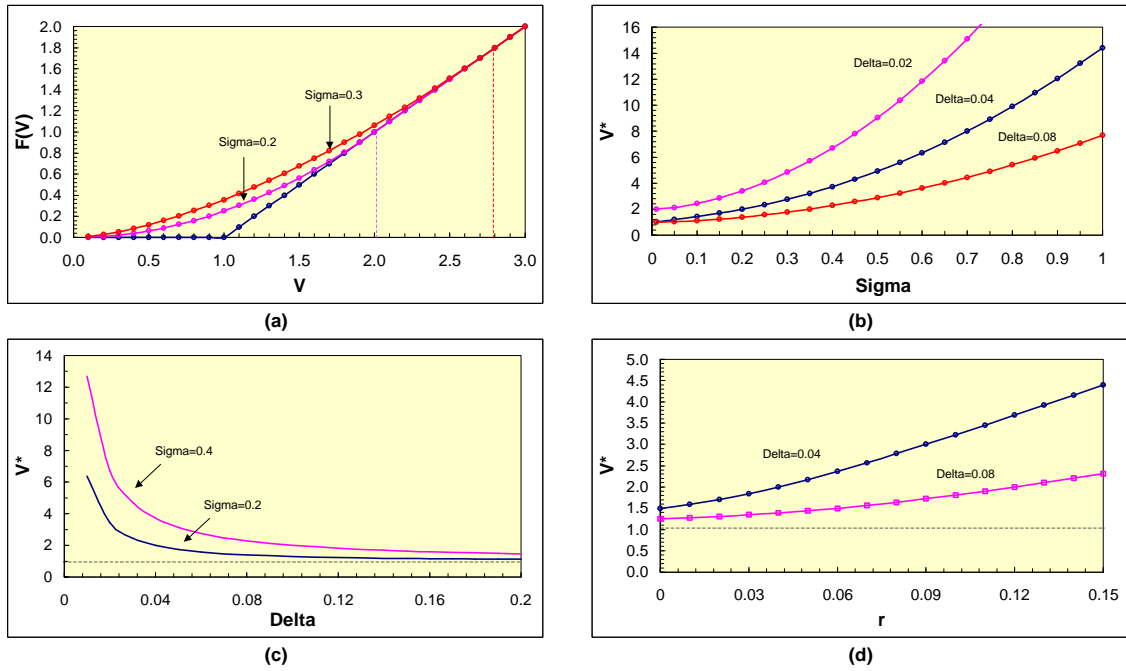


Figura 3.6 - Gráficos de sensibilidade para $F(V)$ e V^* .

3.4.2 - Métodos Numéricos

Na seção anterior, o valor da oportunidade de investimento foi calculado resolvendo-se uma equação diferencial parcial. Normalmente, equações diferenciais parciais não possuem soluções analíticas, assim métodos numéricos devem ser utilizados para aproximar a solução. Métodos de diferença explícita e implícita foram utilizados em [10] para avaliar uma opção Americana.

Um outro método numérico, conhecido como árvore binomial, foi proposto em [19]. A distribuição de probabilidades do ativo em cada período, suposta log-normal, foi aproximada por uma distribuição binomial. Assim, em cada período o preço do ativo pode mudar para somente dois valores possíveis.

A vida útil da opção é dividida em M períodos de tempo. É assumido que o preço do ativo seja negociado somente nestes períodos. Assim, uma árvore binomial de todos os possíveis preços do ativo é criada, como aquela da Figura 3.7. Esta árvore é construída

partindo de um valor inicial V , gerando dois preços possíveis (uV e dV) no segundo período, três preços possíveis (u^2V , udV e d^2V) no terceiro período e assim por diante até que a vida útil seja atingida.

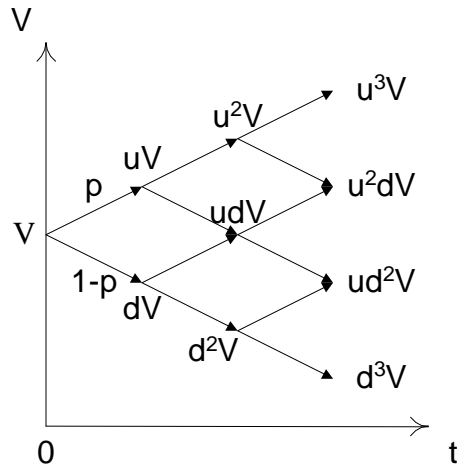


Figura 3.7 - Representação do modelo de árvores binomiais com três períodos

As preferências do investidor ao risco não precisam ser levadas em conta, já que pode-se criar uma carteira dinâmica livre de risco em cada período. O processo estocástico do valor do projeto é dado pela equação (3.11), sendo que \mathbf{a} é substituído por $r-d$, onde r é a taxa de juros livre de risco. Os parâmetros u , d e p são dados pelas equações a seguir⁷:

$$u = \mathbf{s}\sqrt{dt} \quad (3.25)$$

$$d = 1/u \quad (3.26)$$

$$p = \frac{1}{2} + (\mathbf{a} - \frac{1}{2}\mathbf{s}^2)\sqrt{dt} \quad (3.27)$$

O algoritmo de programação dinâmica é aplicado ao longo da árvore binomial. Em cada um dos nós terminais, a remuneração da opção é calculada de acordo com a equação (3.28), dada a seguir:

$$F_T(V_T) = \max(V_T - I, 0) \quad (3.28)$$

A seqüência de decisões que podem ser tomadas em cada período de tempo são decompostas em duas partes: decisão imediata e decisão futura. A decisão ótima é aquela que maximiza o valor presente líquido. A decomposição do problema em duas decisões é fundamentada no *Princípio de Bellman da Otimalidade*, [3] e [25]. Para o problema de avaliação de uma opção de espera, a *Equação de Bellman* ou *Equação Fundamental da Otimalidade* é dada a seguir:

$$F_t(V_t) = \max \left\{ \underbrace{V_t - I}_{\text{Decisão Imediata}}, \underbrace{\frac{1}{1+r} E_t[F_{t+1}(V_{t+1})]}_{\text{Decisão Futura}} \right\} \quad (3.29)$$

Onde, F_t representa o valor da oportunidade de investimento no tempo $t \in [0, T)$, V_t o valor presente dos fluxos de caixa no tempo t , I o custo de investimento, r taxa de desconto livre de risco e $E_t[F_{t+1}]$ valor esperado da oportunidade de investimento em $t+1$, condicionado às informações em t . O valor esperado da oportunidade de investimento pode ser calculado, pois o modelo binomial disponibiliza as probabilidades de transição entre dois período de tempo consecutivos.

Como exemplo, considere um ramo da árvore dado pela Figura 3.8. Em $t+1$, a remuneração da opção, quando o valor do ativo passa de V_t para uV_t é dado por $F_{t+1,u}(V_{t+1}) = \max(uV_t - I, 0)$ e $F_{t+1,d}(V_{t+1}) = \max(dV_t - I, 0)$ quando o valor do ativo passa de V_t para dV_t .

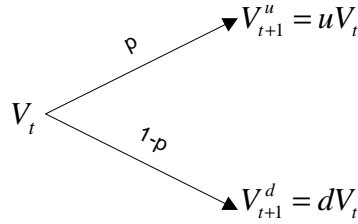


Figura 3.8 – Ramo da árvore binomial

Já o valor da opção em t é obtido usando a equação (3.29) e calculando o valor esperado da oportunidade de investimento em $t+1$. Estes cálculos são feitos em todos os nós da árvore, do período $T-Dt$ até 0, onde o preço da oportunidade de investimento (F_0) é calculado.

$$F_t(V_t) = \max\left\{V_t - I, \frac{1}{1+r} [pF_{t+1,u} + (1-p)F_{t+1,d}]\right\}$$

Os mesmos dados usados para a avaliação do projeto de investimento da seção anterior serão utilizados com o modelo binomial. Neste caso, a vida útil será dividida em 2000 partes. Os gráficos da Figura 3.9 conduzem a conclusões semelhantes àquelas obtidas na seção anterior.

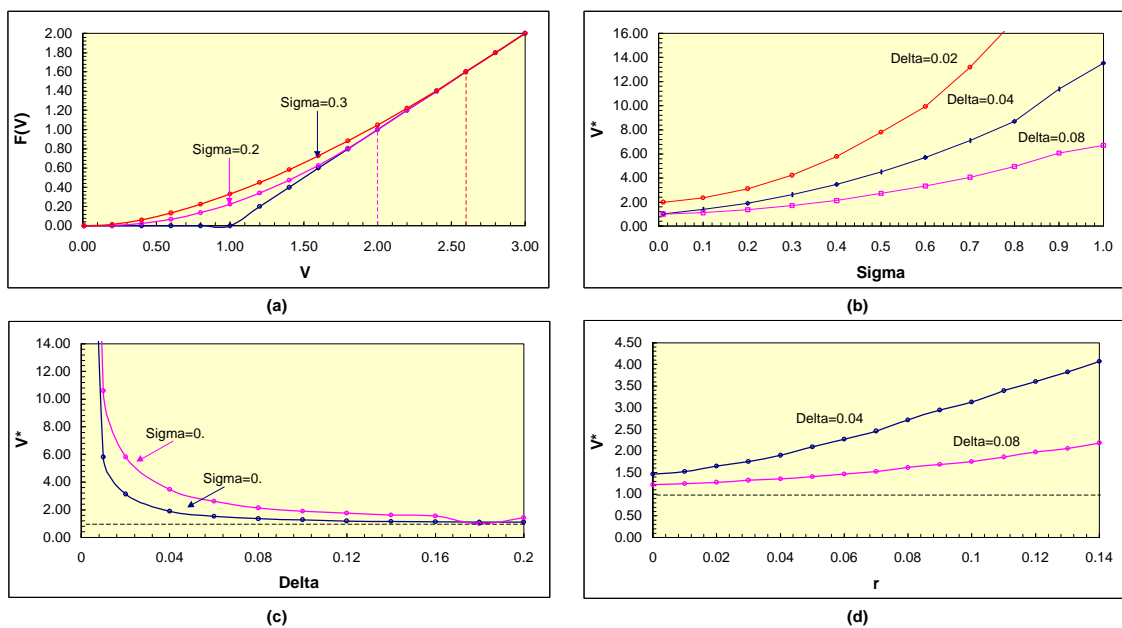


Figura 3.9 – Gráficos de sensibilidade para $F(V)$ e V^* usando o modelo binomial

A Tabela 3.2 apresenta uma comparação entre o valor crítico obtido resolvendo a equação diferencial ordinária e o modelo de árvore binomial. Apesar da comparação parecer grosseira, deve-se levar em consideração que a formulação analítica é uma aproximação, já que uma equação diferencial parcial deveria ser resolvida.

| Volatilidade | Valor Crítico | |
|--------------|-----------------|-----------------|
| | Eq. Diferencial | Modelo Binomial |
| 20% a.a. | 2,0 | 1,93 |
| 30% a.a. | 2,8 | 2,63 |

Tabela 3.2 – Comparação entre os valores críticos de investimento para os dois métodos de avaliação

3.4.3 - Técnicas de Simulação

Monte Carlo é uma ferramenta de simulação estatística que utiliza métodos de amostragem para resolver problemas de natureza estocástica ou determinística. Normalmente, quantidades que podem ser escritas sob a forma de valor esperado de uma variável aleatória, definida sob um espaço de probabilidades, podem ser estimadas por estes métodos, [34].

Em finanças, Simulação Monte Carlo é muito utilizada para avaliação de opções financeiras, principalmente do tipo Européia, [6]. Neste caso, a decisão de exercício somente é tomada no vencimento do título e o valor da opção não é influenciado pelas decisões do proprietário, ao longo de sua vida útil. Supondo a não existência de oportunidades de arbitragem, o valor da opção Européia (F_0) é dado pelo valor esperado da sua remuneração terminal (\mathbf{p}_T) descontado, usando uma taxa de juros livre de risco (r), de acordo com a equação (3.30), dada a seguir:

$$F_0 = E[e^{-rT} \mathbf{p}_T(S_T, C) | S_0] \quad (3.30)$$

Se não for possível supor a não existência de oportunidades de arbitragem, o preço da opção ainda poderia ser avaliado através de Simulação Monte Carlo, mas usando uma taxa de desconto arbitrária. Neste caso, o mercado é incompleto e o valor da opção é uma aproximação do valor verdadeiro. Modelos para avaliação de opções em mercados incompletos ainda estão sendo propostos e testados, [27] e [44].

O algoritmo a seguir descreve os passos necessários para avaliar uma opção Européia, usando Simulação Monte Carlo.

1. *geram-se M caminhos (amostras) para o ativo objeto até o vencimento;*
2. *descontam-se as remunerações terminais da opção em cada caminho;*
3. *estima-se o valor da opção através da média de todas as remunerações descontadas.*

No passo 1, o processo estocástico do preço do ativo objeto é utilizado para gerar a amostra do problema. Caso não exista, pode-se utilizar séries históricas do preço do ativo objeto ou então séries sintéticas futuras geradas por algum processo. No passo 2, a função de remuneração da opção é utilizada. A remuneração de uma opção de compra, venda ou exótica é utilizada para o caso de se avaliar uma opção financeira. No caso de avaliação de opções reais, é utilizada a remuneração referente à decisão gerencial. O valor obtido no passo 3, e dado pela equação (3.31), é um estimador não-tendencioso do preço verdadeiro de uma opção Européia com vencimento em T e remuneração \mathbf{p}_T , [6].

$$\hat{F}_0 = e^{rT} \sum_{j=1}^M \mathbf{p}_{T,j}(S_{T,j}, K) \quad (3.31)$$

Uma das grande vantagens da SMC sobre outras técnicas numéricas é possibilidade de avaliar o erro das estimativas. O desvio padrão das amostras, equação (3.32), é uma medida da dispersão dos valores estimados em relação à média.

$$SD(F_0) = \sqrt{\frac{1}{M-1} \left\{ \sum_{i=1}^M [p_{T,j}]^2 - M \left[\sum_{i=1}^M p_{T,j} \right]^2 \right\}} \quad (3.32)$$

O erro padrão, equação (3.33), é uma medida do erro cometido pelas estimativas em relação à media da amostra.

$$SE(F_0) = \frac{SD(F_0)}{\sqrt{M}} \quad (3.33)$$

O coeficiente de variação, equação (3.34), é uma medida adimensional da precisão das estimativas.

$$CV = \frac{SD(F_0)}{\hat{F}_0} \quad (3.34)$$

As estimativas feitas com Simulação Monte Carlo não possuem um padrão bem definido de convergência para o valor verdadeiro De acordo com a equação (3.33), o erro das estimativas diminui com a $M^{0.5}$, então deve-se ter uma amostra muito grande, para que uma precisão aceitável seja atingida. Mas, quanto maior a amostra, maior o custo computacional, podendo até inviabilizar a aplicação. Analisando novamente a equação (3.33), o erro das estimativas pode ser reduzido se o desvio padrão das estimativas puder ser reduzido de alguma forma. Existem várias técnicas para reduzir o erro, manipulando o desvio padrão (ou variância) das estimativas. Estas técnicas são conhecidas como técnicas de redução de variância. Um apanhado geral destas técnicas

pode ser encontrado em [34] e sua utilização em problemas de avaliação de opções financeiras, em [7].

O valor de um projeto de investimento com flexibilidade operacional pode ser estimado usando Simulação Monte Carlo. A flexibilidade operacional é dada por uma opção de compra do tipo Européia, que será exercida se o valor da receita for superior ao custo variável de operação. Esta opção foi comentada na seção 3.3.2. Como visto, o valor presente do projeto é dado pelo somatório dos valores de todas as opções ao longo da vida útil do projeto, de acordo com a equação (3.8).

O valor da opção em cada estágio é dado pela equação (3.30), onde p_T é substituído pela equação (3.6). O estimador do valor do projeto é dado por

$$\hat{V} = \sum_{i=0}^T \hat{F}_{0,i} \quad (3.35)$$

Ou também por

$$\hat{V} = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M \sum_{i=0}^T \frac{1}{(1+r)^i} \max(P_{j,i} - C_{j,i}, 0) \quad (3.36)$$

Diferentemente dos títulos Europeus, os títulos Americanos podem ser exercidos em qualquer momento até o vencimento. Neste caso, a decisão do proprietário irá influenciar o valor da opção. Assim, para avaliar um título Americano, a política de exercício ótimo deve ser estimada e, em seguida, o valor da opção calculado. A estimativa da política de exercício ótimo introduz um alto grau de complexidade ao problema de avaliação de opções Americanas usando SMC. Em seu livro, *Options, Futures and Other Derivatives Securities*, John Hull chegou a afirmar que SMC não poderia ser utilizada para avaliar opções Americanas. Esta afirmação não procede, já

que SMC pode ser usada em conjunto com Programação Dinâmica, para estimar a estratégia ótima de investimento e, em seguida, estimar o preço da opção.

Suponha que uma opção de espera deva ser avaliada usando SMC. Como já foi visto, a decisão de esperar por novas informações é análoga a uma opção Americana de compra. Assim, a expectativa dada pela equação (3.37) deve ser utilizada para avaliar a opção Americana:

$$F_0 = \max_t \{E[e^{-rt} \max(V_t, I)]\} \quad (3.37)$$

onde F_0 é o valor da opção e a equação é avaliada sobre todos os tempos de parada $t \leq T$. Caso a política de exercício ótimo seja conhecida, então a estimativa dada pela equação (3.38) poderia ser utilizada para a avaliação da opção.

$$F_0 = E[e^{-rt} \mathbf{p}(S_t, C)] \quad (3.38)$$

onde t já foi definido por algum procedimento, como o tempo de parada. Como normalmente a política ótima não é conhecida, então ela deve ser estimada através de algum algoritmo. Uma primeira idéia seria calcular o tempo de parada ótimo que satisfaça a equação (3.39), mas este procedimento superestima o valor da opção, [13].

$$\max_{i=0,1,\dots,d} e^{-rt_i} \mathbf{p}(S_{t_i}, C) \quad (3.39)$$

Uma segunda idéia seria aplicar o algoritmo de programação dinâmica, como aquele apresentado na seção 3.4.2, em uma estrutura em forma de árvore, que aproxime a evolução do preço do ativo objeto ao longo da vida útil da opção. Esta árvore deve ser caracterizada por probabilidades de transição do preço do ativo objeto de um período para o próximo, [63].

Assim, um algoritmo para avaliação de uma opção usando Simulação Monte Carlo e Programação Dinâmica Estocástica é dado pelos seguintes passos:

1. *Simule M caminhos para o preço do ativo objeto;*
2. *Utilize algum algoritmo para estratificar o espaço de estados do preço do ativo objeto e calcular as probabilidades de transição;*
3. *aplique o algoritmo de programação dinâmica*

Uma terceira idéia seria modificar o algoritmo anterior, aplicando a estratificação do espaço de estados na remuneração da opção, ao invés do preço do ativo objeto. Esta mudança viabiliza a avaliação de opções multidimensionais, ou seja, opções que dependem de mais de uma fonte de incerteza, [2].

¹ Definições de Arbitragem e Mercado Completo encontram-se nas seções 3.2.2 - e 3.2.3 - , respectivamente.

² Processo de Wiener é um processo estocástico de tempo contínuo que possui três propriedades importantes:

1. é um processo de Markov, ou seja, a distribuição de probabilidades para todas as incertezas futuras depende somente de seu valor atual;
2. possui incrementos independentes, ou seja, a distribuição de probabilidades, em qualquer intervalo de tempo, é independente das distribuições em outros intervalos;
3. em qualquer intervalo de tempo, as mudanças no processo seguem uma distribuição normal.

A primeira propriedade diz que as expectativas de preço de preços futuros devem estar condicionadas única e exclusivamente às informações atuais, [25], [26] e [44]. Esta propriedade está relacionada às hipóteses de eficiência do mercado.

³ Ativos negociados podem ser ativos simples, como contrato futuro, ou carteiras dinâmicas de ativos simples cujas posições são negociadas continuamente de modo que o valor da carteira seja perfeitamente correlacionado com o processo para o preço do produto.

⁴De acordo com o CAPM (*Capital Asset Pricing Method*) m reflete os riscos sistemáticos de um ativo, ou seja, aqueles riscos que não podem ser diversificados pelo investidor. Existem vários textos que tratam deste assunto, desde o mais simples como [8] até mais avançados como [37].

⁵ O parâmetro δ desempenha um papel fundamental na avaliação de modelos de opções reais. Ele está diretamente ligado ao custo de oportunidade de manter a opção viva ou não. Se $\delta=0$ então a opção de

investir somente deve ser exercida no vencimento, nunca antes. Se $\delta > 0$, então existe um custo de oportunidade de manter a opção viva, melhor do que investir. A medida que δ cresce o valor da opção cai devido ao aumento no custo de oportunidade de esperar. Quando $\delta \rightarrow \infty$, então o valor da opção tende para zero, e então só existem duas decisões, investir agora ou nunca.

⁶ O lema de Ito é um dos resultados mais importantes do cálculo estocástico, [25], [27] e [39]. Ele providencia uma fórmula analítica que simplifica a manipulação de diferenciais estocásticas. Pode ser considerado como a versão estocástica da regra da cadeia dada em cálculo diferencial. A fórmula de Ito é dada a seguir: seja $F(S_t, t)$ uma função duas vezes diferenciável da variável determinista t e da variável estocástica S_t , $dS_t = a_t dt + s_t dz_t$ com os parâmetros a_t e s_t bem comportados. Logo, a diferencial de F é dada por

$$dF_t = \frac{\partial F}{\partial S_t} dS_t + \frac{\partial F}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial S_t^2} s_t^2 dt$$

Se dS_t for substituído na equação anterior, então dF pode ser dado também por:

$$dF_t = \left[\frac{\partial F}{\partial S_t} a_t + \frac{\partial F}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial S_t^2} s_t^2 \right] dt + \frac{\partial F}{\partial S_t} s_t dz_t$$

⁷ Uma carteira dinâmica livre de risco foi utilizada em [19], [39] e [42] para mostrar a independência do modelo às preferências do investidor ao risco. Além disso, mostraram como calcular os valores de u , d e p . Já em [65], foi proposto um método mais geral para se calcular os valores de u , d e p . Este parâmetros conduzem a valores da opção mais precisos que os apresentados pelos outros métodos.

CAPÍTULO 4

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE UMA TERMELÉTRICA

Neste capítulo, será apresentado um estudo de viabilidade econômica de uma usina de geração de eletricidade instalada no subsistema sudeste. Esta usina será uma térmica a gás natural, cujo projeto das turbinas é baseado na tecnologia ciclo combinado, que lhe permite um maior rendimento na transformação de energia térmica em energia elétrica.

Como já foi enfatizado no Capítulo 2, a oferta de eletricidade no sistema elétrico brasileiro é baseada predominantemente em usinas hidroelétricas, cerca de 92%, enquanto que somente 2% baseado em usinas termelétricas à gás natural. Esta característica garante preços mais baixos do que aqueles praticados em sistemas com predominância térmica, mas a oferta de energia é extremamente dependente das condições hidrológicas das bacias brasileiras. Em períodos de seca, o preço à vista da eletricidade, dado pelo custo marginal de curto prazo, cresce podendo até atingir o custo de racionamento do sistema, Figura 2.1.

No momento, o setor passa por um período de transição, onde a estrutura antiga está dando lugar a uma estrutura baseada no mercado competitivo. Em decorrência da falta de investimentos no setor nos últimos dez anos, muitos projetos de geração tiveram seus cronogramas de instalação atrasados, ou até mesmo o início do projeto adiado. Com isto, existe um certo desequilíbrio entre a oferta e a demanda crescente, dificultando o período de transição para o novo modelo institucional.

As termelétricas surgem como uma solução de curto prazo para o incremento na capacidade de geração instalada no país. Isso se deve a características como cronograma de instalação menor, facilidade de localização próximo aos centros de carga e disponibilidade de gás natural. Estima-se que cerca de 15GW serão instalados até 2003 e que, nos próximos dez anos, a participação de geração termelétrica na matriz energética brasileira deve passar de 7% para 20%.

Esses investimentos só serão possíveis graças à intervenção do governo federal, garantindo o preço do gás natural e a compra da energia excedente daquelas térmicas que não tiverem sua energia contratada.

Como será mostrado neste capítulo, investimentos em termelétricas são caracterizados não somente por retornos elevados, mas por riscos elevados também. A flexibilidade operacional imposta pela nova estrutura do setor, onde a térmica flexível somente será despachada se o preço *spot* estiver acima do seu custo operacional, agrega valor ao investimento. Os resultados mostrarão que as térmicas flexíveis, mesmo contratadas, são mais valiosas do que as inflexíveis. A possibilidade de atuar no mercado *spot* e no mercado de contratos bilaterais é uma vantagem competitiva que deve ser aproveitada pelos investidores. Será calculado também o valor da opção de se declarar flexível.

4.1 - Apresentação do Projeto

O projeto a ser avaliado neste capítulo é o de uma termelétrica a gás natural, a ser instalada no subsistema sudeste brasileiro. Esta térmica pode ser considerada benéfica do plano emergencial de incentivos à construção de usinas termelétricas, mas ela não será avaliada levando em conta os mesmos.

4.2 - Definição do Caso Base

O caso base reflete as características mais comuns do empreendimento. A Tabela 4.1 apresenta os valores dos principais parâmetros.

| Parâmetros | Valores |
|----------------------------|-----------------|
| Potência Instalada | 240 MW |
| Custo de Investimento | R\$ 300 Milhões |
| Custo de Operação | R\$ 37,50/MWh |
| Preço do Contrato de Venda | R\$ 50,00/MWh |
| Taxa de Desconto | 25% a.a. |
| Vida Útil da Usina | 20 anos |

Tabela 4.1 – Parâmetros do Caso Base

A partir de agora, os parâmetros do processo de avaliação serão discutidos, começando pelo custo de investimento.

4.2.1 - Custo de Investimento

O custo de investimento desta termelétrica está dentro dos padrões de investimento mundial. O custo de investimento para cada unidade de capacidade instalada (Watts) deve estar entre US\$/MW 0,6 e 0,8.

Com os dados da Tabela 4.1 usados nesta avaliação, o valor do custo de investimento pela capacidade instalada é US\$/MW0,69, se a taxa de câmbio for 1,80.

4.2.2 - Custo de Operação da Termelétrica

A termelétrica a ser avaliada neste estudo tem como principais componentes do custo de operação o preço do gás natural e sua eficiência em transformar energia térmica em energia elétrica.

O preço do gás natural para os subsistemas sul e sudeste será composto pelos preços do gás natural brasileiro e boliviano, não devendo ultrapassar, em média,

US\$2,26/MMBTU para contratos de 20 anos. A variação deste preço se dará devido à disponibilidade do gás brasileiro.

Outro fator que compõe o custo de operação é o rendimento da térmica. Usinas que utilizam turbinas baseadas na tecnologia ciclo combinado apresentam o melhor rendimento, ou seja, precisam de menos combustível para transformar energia térmica em energia elétrica. Esta usina terá um fator de rendimento de cerca de 50%.

4.2.3 - Preço *Spot*

O preço *spot* de eletricidade, dado pelo Custo Marginal de Curto Prazo, é o principal componente de incerteza do mercado de energia elétrica brasileiro. Como as receitas de uma usina de geração dependem desta variável, ela deve estar corretamente representada no problema de avaliação de um projeto de investimentos.

A previsão de preços *spot* futuros é uma tarefa muito difícil devido às características hidrológicas do sistema de bacias fluviais. Além disso, o cálculo do CMCP é feito por um problema complexo de otimização dinâmica estocástica. Assim, ao invés de tentar modelar o preço *spot* futuro através de um processo estocástico, será utilizado uma amostra representativa, contendo séries futuras de preço *spot* para cada cenário hidrológico diferente.

No caso de avaliações de longo prazo, essas séries futuras de preço *spot* serão dadas pelo sistema computacional NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL. Estes preços são calculados em bases mensais e dependem de vários fatores ligados à operação energética do sistema, como por exemplo: as afluições passadas, o volume atual da bacia equivalente; o custo de operação das térmicas; o custo de déficit do sistema e os

limites de intercâmbio entre os submercados; configuração prevista para o parque gerador e projeção de demanda, CEPEL (2000).

4.2.4 - Nível de Contratação

As termelétricas no setor elétrico brasileiro poderão atuar em duas frentes. Primeiro, elas poderão comercializar parte de sua energia no MAE e a outra parte através de contratos bilaterais. Neste caso as térmicas são consideradas flexíveis e parte de sua potência será despachada pelo ONS. Segundo, elas poderão se declarar inflexíveis e terem sua energia comercializada apenas por contratos bilaterais. Neste caso, a potência não é despachada pelo ONS.

O nível de contratação influencia diretamente a remuneração das usinas termelétricas. As equações 2.1 e 2.2 mostram como isto se dá. No caso da térmica ser inflexível, ele deverá estar totalmente contratada. Já no caso das térmicas flexíveis, um nível de contratação menor pode ser compensado com a energia negociada no mercado *spot*. O nível de contratação ótima é um resultado importante, mas neste caso as preferências do investidor ao risco devem ser levadas em consideração.

4.2.5 - Preço do Contrato

A definição do preço da venda de energia para contratos de longo prazo é um fator importante para a devida remuneração de uma termelétrica. Além disso, este preço deve refletir a competição entre geradores por contratos de longo prazo. Assim, um preço elevado incentivaria as cargas a fecharem contratos com outros geradores (termelétricos ou hidrelétricos) que oferecessem condições mais favoráveis. Preços baixos provavelmente conduziriam a não remuneração do investimentos.

Apesar das térmicas flexíveis poderem disponibilizar energia através do mercado *spot*, este é muito arriscado. A probabilidade de não remuneração é muito alta, apesar de existirem probabilidades de lucro extraordinários, como será mostrado ainda neste capítulo. Acredita-se que o valor esperado do preço spot futuro estará relacionado ao preço de contratação no mercado de contratos bilaterais.

4.2.6 - Taxa de Desconto

São as taxa usadas para descontar os fluxos de caixa futuros do projeto. Normalmente estas taxas refletem as expectativas do investidor em relação aos riscos assumidos com o projeto.

Foi proposto em [17] um intervalo entre 12 e 15%a.a. de taxas de retorno apropriadas para atividades de geração de energia elétrica no sistema brasileiro. Estes níveis de retorno refletiam na época (1998) os riscos adicionais do país pelos quais os investidores costumam exigir um prêmio de cerca de 4%a.a.. Além disso, esse intervalo foi baseado nas taxas de câmbio da época e por isso não levaram em conta a desvalorização sofrida pelo Real frente ao Dólar, em janeiro de 1999.

Atualmente, estes níveis de retorno elevaram-se bastante, podendo chegar até 30%a.a.. Neste trabalho, será utilizado um intervalo de taxas de retorno para projetos de geração de energia elétrica que varia entre 20 e 30%a.a..

4.3 - Suposições

Para o processo de avaliação proposto neste capítulo, algumas suposições sobre o ambiente de negociações e sobre a operação da usina deverão ser feitas.

O mercado é considerado incompleto, ou seja, os riscos deste projeto não podem ser reproduzidos com ativos existentes neste mercado. Assim, deve ser utilizada uma taxa de desconto que representa o retorno que o investidor teria sobre outras oportunidades de investimento, com características de riscos semelhantes. A equação de *Bellman* é utilizada para calcular o valor da oportunidade de investimento.

Algumas restrições sobre a operação da usina devem ser feitas. Não existem custo de entrada em operação, quando preços favoráveis são observados. Uma usina termelétrica pode ser desligada sem incorrer em custos adicionais, quando preços desfavoráveis são observados. O tempo de desligamento e religamento são considerados instantâneos, podendo ser desprezados.

4.4 - Modelagem

O valor presente das remunerações futuras do projeto serão calculados de acordo com o modelo estudado na seção 3.2.3 do Capítulo 3. Este modelo considera a operação de uma planta como sendo uma opção de operar, caso as receitas sejam maiores do que os custos de operação, e de suspender a operação caso as receitas não sejam suficientes para cobrir os custos com a operação. No caso da termelétrica, este modelo é equivalente a operação flexível, onde a térmica somente será despachada pelo ONS, se o custo de operação for menor que o preço *spot* de eletricidade, caso ela se declare flexível. No caso de inflexibilidade, não existe a opção de suspensão temporária da operação.

Logo, a remuneração da termelétrica com flexibilidade operacional (opção de suspensão temporária), em um período t , é dada pela equação 2.2 que será repetida novamente neste capítulo, mas agora representando explicitamente a flexibilidade operacional.

$$p_t = (P_c - P_{spot}) \times G_c + \underbrace{\max(P_{spot} - CO, 0)}_{\text{Flexibilidade Operacional}} \times G_t \quad (4.1)$$

Repare que expressão que representa a remuneração da flexibilidade operacional é semelhante a uma opção de compra. Assim, se o valor esperado desta expressão for calculado e descontado para o período inicial do estudo, então o valor de uma opção estará sendo calculado.

Usando uma taxa de desconto r o valor do projeto com opção de suspensão temporária em cada instante t (V_t) é dado por

$$V_t = p_t + \frac{1}{1+r} E(V_{t+1}) \quad (4.2)$$

No final da vida útil da usina (T), o valor do projeto é dado por

$$V_T = p_T \quad (4.3)$$

De acordo com a seção 3.3.4 do Capítulo 3, a equação (4.2) é aplicada *backward* ao longo da vida útil da planta e, em $t=0$, o valor do projeto ao longo de toda sua vida útil é calculado.

A principal incerteza que será utilizada nesta avaliação é sobre o preço *spot* de energia. O sistema computacional NEWAVE foi utilizado para gerar 2000 séries futuras mensais de preço *spot*, cada uma com duração de sessenta meses (cinco anos). As séries referentes ao quinto ano serão repetidas até que se atinja o valor definido no caso base. Assim, a remuneração do projeto é também considerada uma variável aleatória e, por conseguinte, o valor do projeto em um instante t qualquer.

Calculado o valor do projeto com flexibilidade operacional, o valor da opção de suspensão temporária deve ser encontrado, mas antes uma termelétrica inflexível, com as mesmas características da flexível, deve ser avaliada.

Neste trabalho, não será considerado nenhum tipo de incerteza na avaliação de uma termelétrica inflexível. A remuneração de uma termelétrica sem flexibilidade operacional é dado pela equação

$$\Pi_t = (P_c - CO) \times G_c \quad (4.4)$$

O valor do projeto em zero é dado por

$$VI = \sum_{t=0}^T \frac{1}{1+r} \Pi_t \quad (4.5)$$

Assim, o valor da opção de suspensão temporária da operação, ou seja, o valor de uma termelétrica se declarar flexível, será dado por:

$$\text{Valor Flexibilidade} = V_0 - VI \quad (4.6)$$

4.5 - Processo de Avaliação

O fluxograma da Figura 4.1 representa as principais fases de processamento do algoritmo utilizado para a avaliação do projeto de investimento. Na primeira fase o programa NEWAVE é utilizado para gerar a amostra dos preços *spot* de eletricidade. Na segunda fase, o algoritmo de programação dinâmica é aplicado *backward* até que o valor do projeto no tempo $t=0$ seja encontrado. E finalmente na terceira fase, as estatísticas serão calculadas.

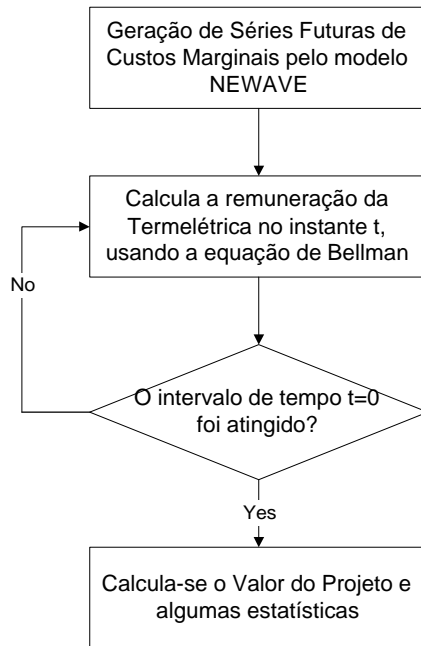


Figura 4.1 – Fluxograma do Algoritmo de Avaliação do Projeto

4.6 - Resultados

Os resultados a seguir serão calculados sempre levando em conta uma variação no nível de contratação da termelétrica, mesmo para o caso base. Assim, não será definido um só nível para comercialização da energia produzida. Mas, para uma térmica inflexível, o nível de contratação será considerado 100%.

4.6.1 - Caso Base

A distribuição de probabilidades do VPL apresenta um comportamento interessante no caso das termelétricas flexíveis. Estes gráficos podem ser vistos na Figura 4.2. Quando a termelétrica encontra-se atuando somente no mercado *spot*, existe uma probabilidade grande de não remunerar o capital investido, cerca de 60%, apesar de ser possível atingir lucros extraordinários. A distribuição começa a se estreitar a medida que aumenta-se a participação de contratos bilaterais de venda de energia e diminui-se a participação no mercado *spot*. Repare que, quando a termelétrica consegue atingir um

nível de contratação de 80%, a probabilidade de se ter VPL negativo é bem menor do que em níveis de contratação inferiores, mas em contra partida reduz-se a possibilidade de atingir lucros grandes. Quando a térmica está 100% contratada, ela pode atuar no mercado *spot* para comprar energia, a fim de honrar os contratos, quando o preço *spot* estiver abaixo do seu custo de operação. Assim, o VPL da térmica é remunerado, mas sem possibilidade de altos níveis de remuneração. Repare como o intervalo de possíveis valores do VPL diminuiu. Ao atuar somente no mercado *spot*, o VPL varia de -300 até 3000 milhões de reais. Já com 100% da sua energia contratada, o intervalo diminuiu, e o VPL varia de -50 até 500 milhões de reais.

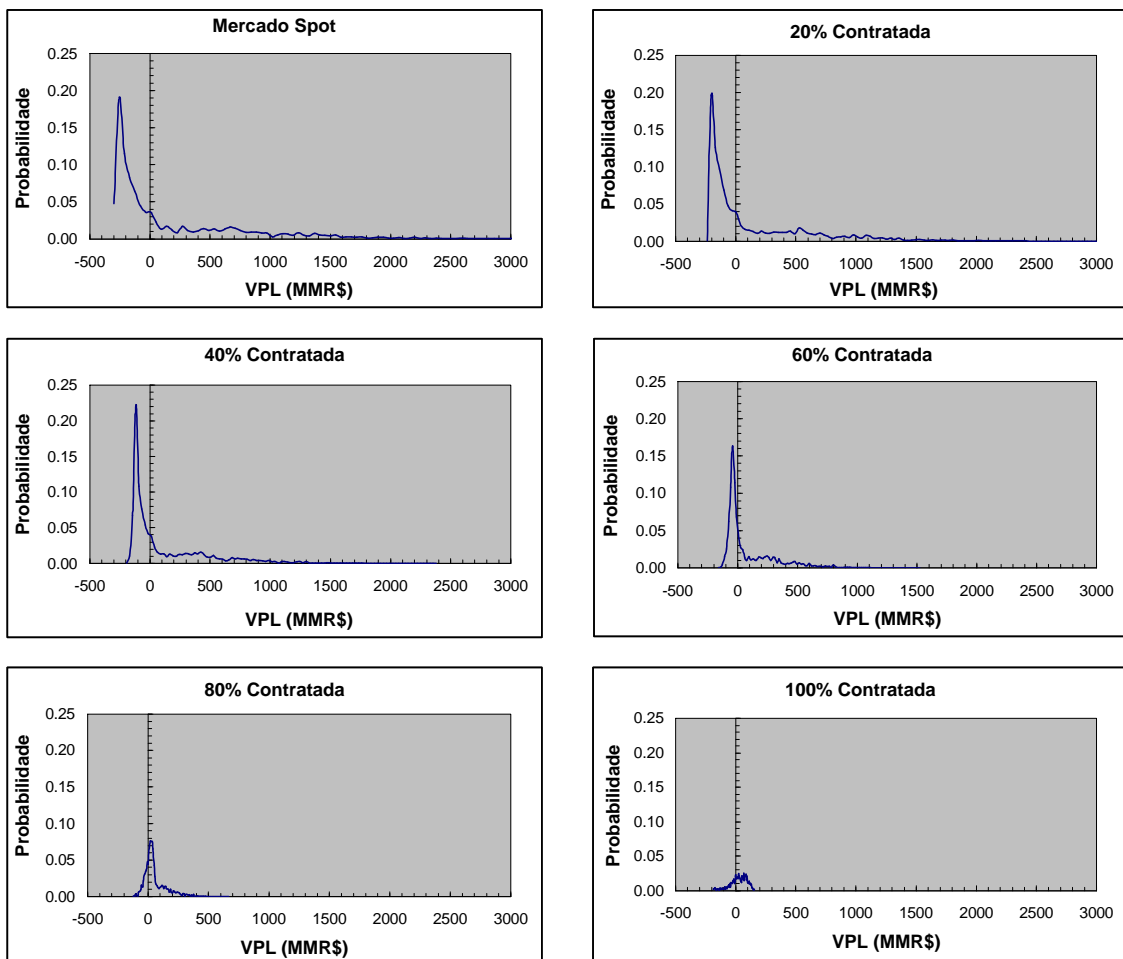


Figura 4.2 – Distribuição de probabilidade do VPL pelo Nível de Contratação.

O gráfico Figura 4.3 apresenta a variação do Valor Presente Líquido Esperado do projeto pelo nível de contratação. A medida que o nível de contratação aumenta, o VPL esperado diminui.

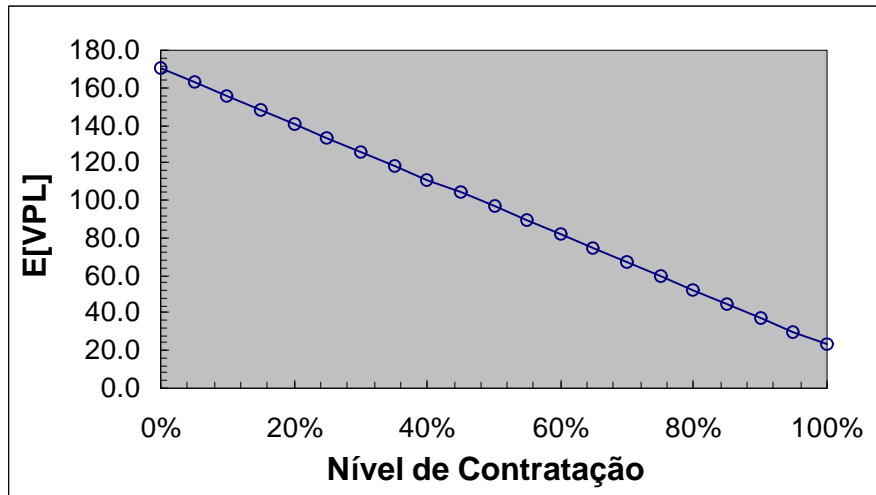


Figura 4.3 – Valor Presente Líquido Esperado (MMR\$) por Nível de Contratação

O gráfico de desvio padrão do VPL por nível de contratação, Figura 4.4, mostra que perto de 90% existe um ponto de inflexão, ou seja, o desvio padrão passa a crescer, ao invés de diminuir. O desvio padrão foi utilizado em [70] como medida de risco do projeto e indicaram o ponto de inflexão como sendo o ponto de risco mínimo para o projeto de investimento em uma termelétrica flexível.

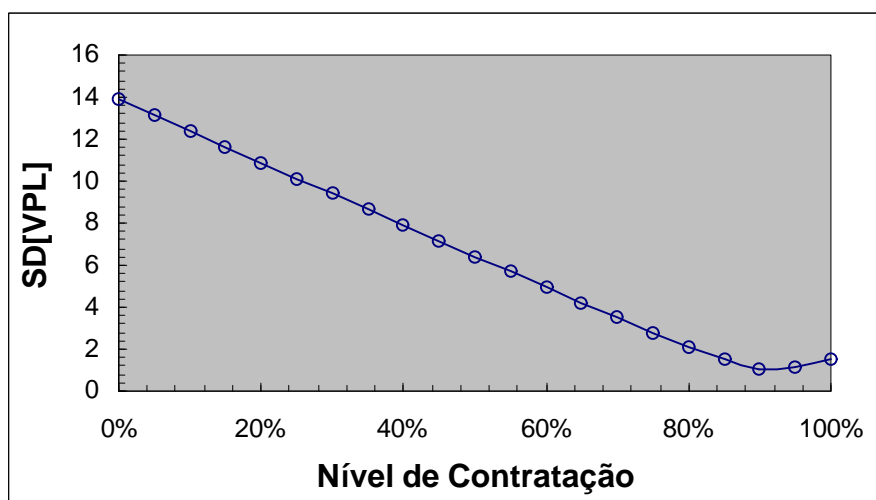


Figura 4.4 – Desvio Padrão do VPL (MMR\$) pelo Nível de Contratação

Se o desvio padrão do VPL for considerado uma medida de risco, então o gráfico da Figura 4.5 mostra como o risco varia em relação ao valor esperado do VPL. Note que no ponto de risco mínimo (90% contratado) o valor esperado do VPL é cerca de R\$319,00 Milhões.

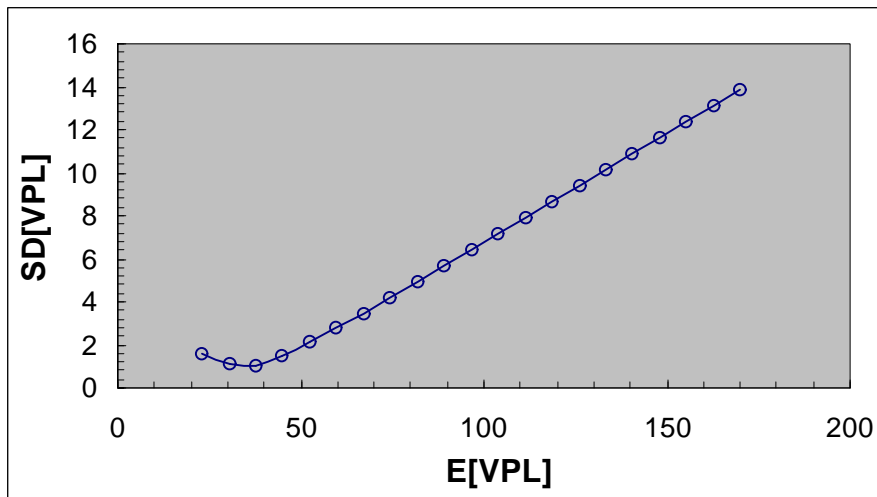


Figura 4.5 – Desvio Padrão (MMR\$) por Valor Esperado do VPL (MMR\$) parametrizado pelo Nível de Contratação

Na verdade, o desvio padrão é uma medida de dispersão das estimativas do VPL em relação à média. Quando a distribuição de probabilidades da remuneração é normal, então o desvio padrão pode ser utilizado como uma medida de risco. Mas, quando a distribuição de probabilidades é assimétrica, então, melhor do que usar o desvio padrão, pode-se usar uma outra medida de risco dado pela probabilidade do VPL ser negativo, [55]. O gráfico da Figura 4.6 mostra que próximo a 90% atinge-se o menor valor para a probabilidade do VPL ser negativo.

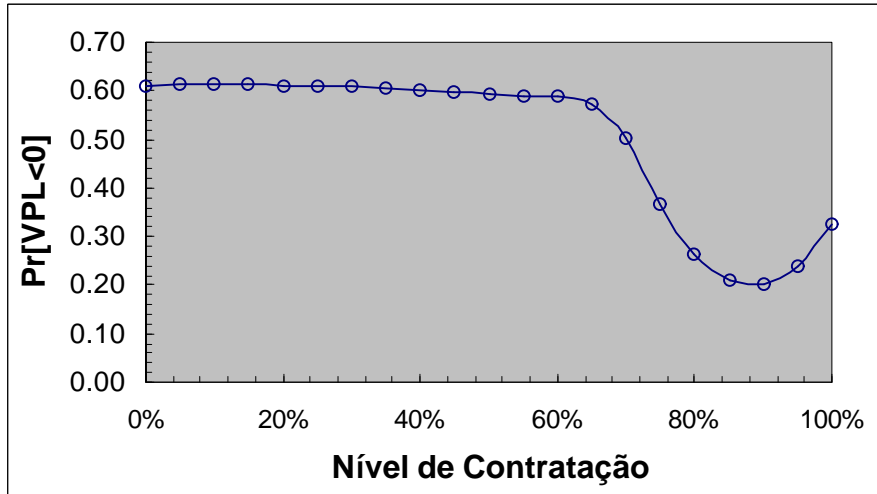


Figura 4.6 – Probabilidade do VPL<0 pelo Nível de Contratação.

Um investidor avesso ao risco escolheria um ponto deste intervalo com o maior retorno. Como o gráfico da Figura 4.3 mostra, o valor esperado do VPL é decrescente com o nível de contratação. Então 90% seria o ponto escolhido por este investidor. O gráfico da Figura 4.7 mostra como a probabilidade do VPL ser negativo varia com o valor esperado do VPL.

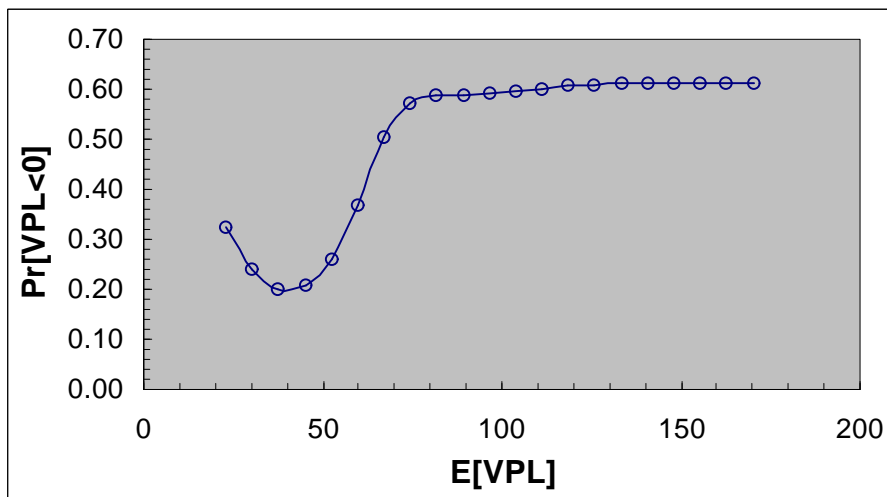


Figura 4.7 – Probabilidade do VPL<0 por Valor Esperado do VPL (MMR\$).

Estes gráficos são importantes, pois eles dão uma noção de como se comporta o risco e a remuneração do investimento em uma usina termelétrica, de acordo com o nível de contratação. Decisões sobre o nível de contratação ótima devem ser tomadas levando-se

em conta as preferências do investidor ao risco. Considerando um investidor avesso ao risco, então sua decisão seria assumir o menor risco com o maior retorno. Caso o investidor tenha preferências por investimentos mais arriscados, então uma curva de utilidade deveria ser utilizada para indicar o nível ótimo de contratação.

Agora, serão feitas algumas sensibilidades em relação a variáveis como o custo de operação, o preço de contratação etc.

4.6.2 - Sensibilidades sobre o Custo de Operação

Um das principais discussões atuais sobre investimentos em termelétricas é a respeito do preço do gás natural. Como já foi dito, o preço do gás deve manter-se em média no caso dos US\$2,26/MMBTU para contratos de 20 anos. Mas, reajustes poderão ser feitos ao longo do tempo de acordo com a disponibilidade de gás nacional. A princípio, estes reajustes seriam efetuados a cada três meses, sendo que as geradoras somente iriam repassar esta variação de custos anualmente. Assim, as geradoras ficariam sujeitas a risco de desvalorização da moeda nacional frente ao dólar e a variações do preço da commodity gás natural. Mas, recentemente o governo federal resolveu este problema passando os reajustes do preço do gás natural, para uma base anual.

Como o preço do gás natural atinge diretamente o custo de operação da usina, então seria interessante avaliar o impacto de mudanças no custo de operação sobre a remuneração e risco do projeto.

O gráfico da Figura 4.8 mostra como a remuneração esperada do projeto varia em relação ao custo de operação. Quanto maior o custo de operação, menor será a remuneração do projeto.

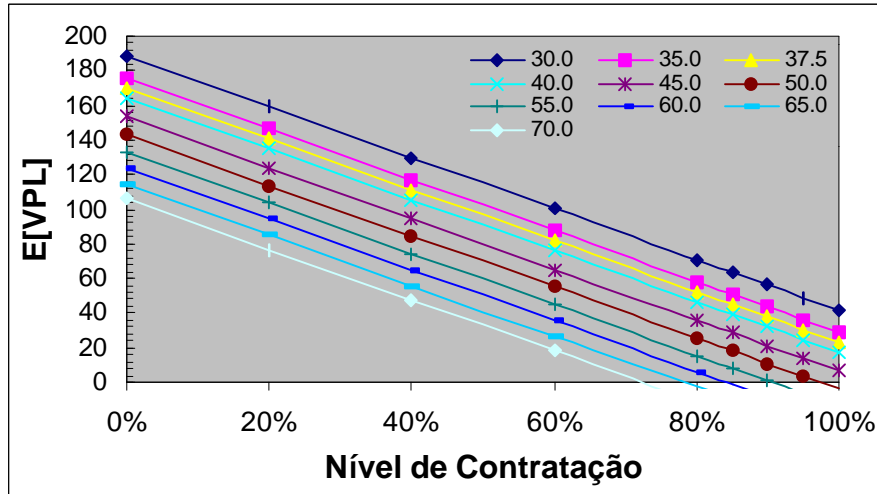


Figura 4.8 – VPL esperado por Custo de Operação, parametrizado pelo Nível de Contratação.

Já a sensibilidade do risco do projeto em relação ao custo de operação, dado na Figura 4.9, mostra que níveis de contratação entre 0% e 60% sofrem os menores impactos.

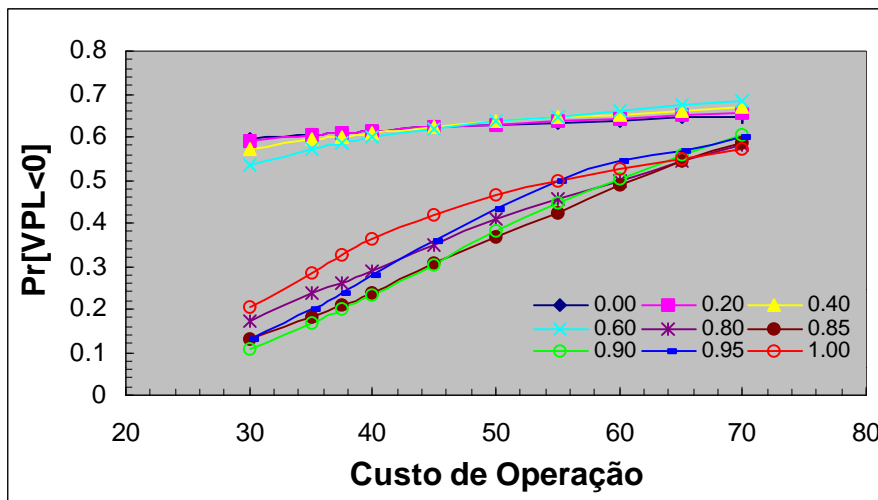


Figura 4.9 – Probabilidade do VPL < 0 por Custo de Operação, parametrizado pelo Nível de Contratação.

O gráfico da Figura 4.10 confirma a afirmação do parágrafo anterior. Os níveis entre 0% e 60% sofrem os menores impactos com a variação do custo de operação, pois o risco de não remuneração do projeto é muito pequeno, próximo a zero.

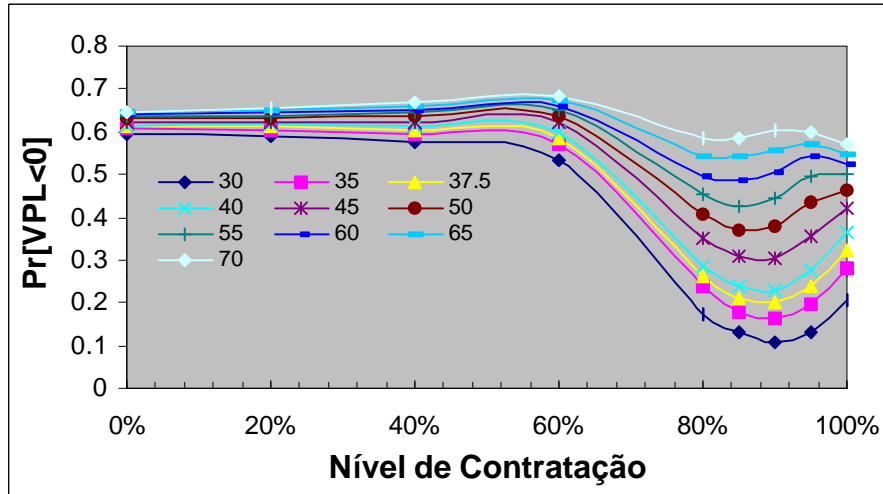


Figura 4.10 – Probabilidade do VPL < 0 pelo Nível de Contratação, parametrizado pelo Custo de Operação.

Estes gráficos mostram que o custo de operação de uma usina termelétrica influencia consideravelmente o risco, a partir de um nível de contratação de 60%.

4.6.3 - Sensibilidade sobre o Preço de Contratação

Encontrar o preço de contratação que remunere o capital investido é uma tarefa difícil, principalmente devido ao ambiente de competição por contratos de geração que as usinas geradoras estarão sujeitas. Assim, sensibilidades sobre o preço de contratação serão importantes para avaliar o grau de exposição e retorno sobre o investimento em termelétricas.

O gráfico da Figura 4.11 mostra que, quando o preço de contrato estiver acima de R\$65/MWh, a remuneração do projeto crescerá com o nível de contratação. Quando o preço do contrato estiver entre 50 e 65 R\$/MWh, então o projeto apresentará remuneração decrescente, mas positiva, com o nível de contratação. Se o preço estiver abaixo de R\$50/MWh, então além da remuneração ser decrescente com o nível de contratação, ela poderá atingir valores negativos.

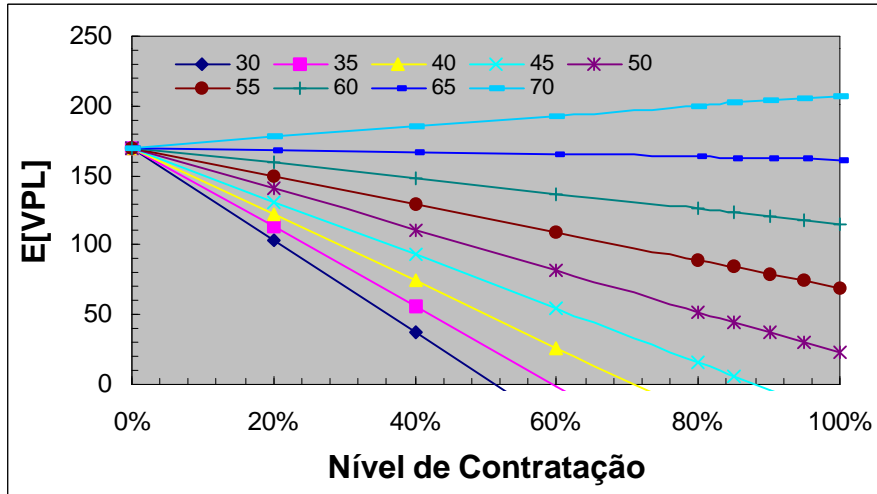


Figura 4.11 – VPL esperado pelo Nível de Contratação parametrizado pelo Preço do Contrato

O preço do contrato é muito importante para a definição do risco do projeto. O gráfico da Figura 4.12 mostra que preços próximos ou abaixo do custo de operação incrementam dramaticamente o risco do projeto. Isto pode ser explicado, pois a remuneração do investimento estará dependente da remuneração obtida no mercado *spot*. Com preços de contratos maiores, a usina fica menos exposta ao mercado *spot*, tendo maior possibilidade de remunerar o investimento.

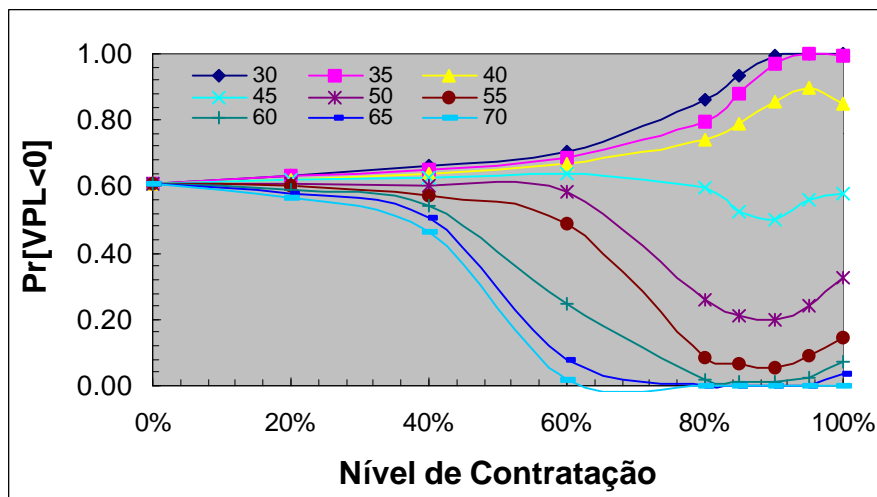


Figura 4.12 – Probabilidade do VPL < 0 pelo Nível de Contratação, parametrizado pelo Preço do Contrato.

4.6.4 - Sensibilidade sobre a Taxa de Desconto

A taxa de desconto é utilizada para descontar os fluxos de caixa futuro do projeto e também indica retorno esperado pelo investidor. O gráfico da Figura 4.13 mostra como se comporta o VPL esperado para cada nível de contratação, à medida que a taxa de desconto varia. Para taxas entre 20 e 27% a.a., a curva do VPL esperado é decrescente e não apresenta valores negativos para nenhum dos níveis de contratação. Para as taxas entre 28 e 30% a.a., o VPL esperado apresenta valores negativos à medida que o nível de contratação aproxima-se de 100%.

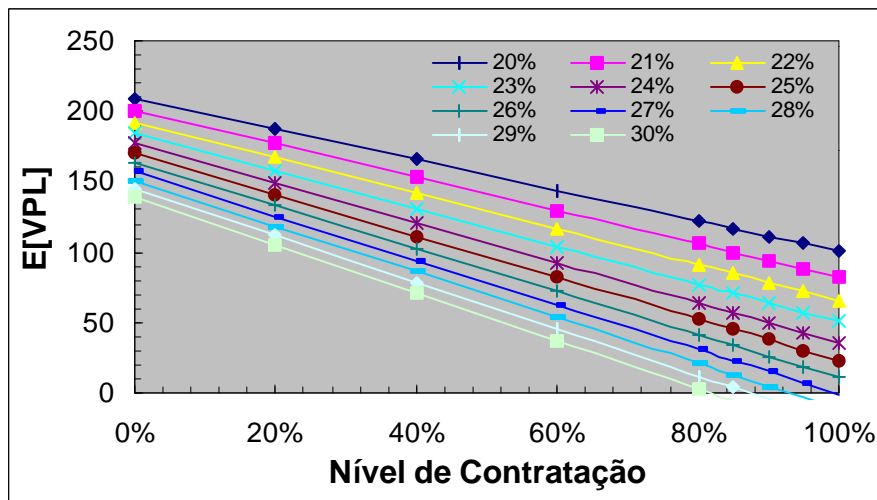


Figura 4.13 – VPL esperado pelo Nível de Contratação, parametrizado pela Taxa de Desconto

Em relação ao risco, a taxa de desconto mostrou-se bastante sensível para níveis de contratação acima de 40%. Para os outros intervalos a taxa não alterou muitos os níveis de risco do caso base.

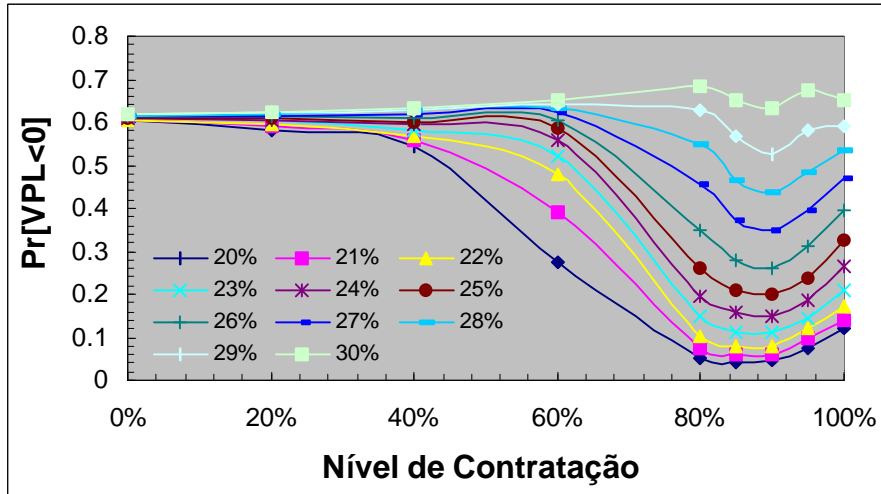


Figura 4.14 – Probabilidade do VPL < 0 por Nível de Contratação, parametrizado pela Taxa de Desconto.

4.6.5 - Sensibilidade sobre a Vida Útil

Variando a vida útil de uma termelétrica, pode-se notar que os primeiros anos desempenham um papel importante, principalmente se a usina estiver pouco contratada.

O gráfico da Figura 4.15 mostra que o VPL esperado é sensível à vida útil até 16 anos, a partir do qual o impacto é menor.

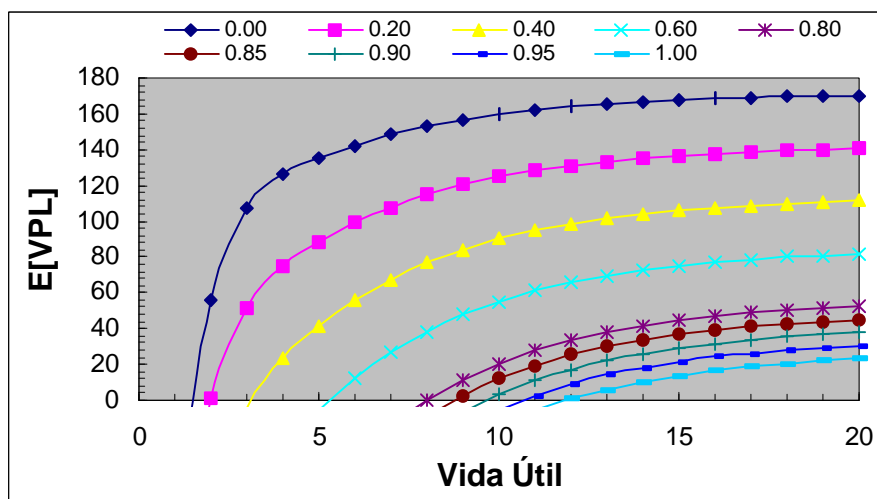


Figura 4.15 – VPL esperado pela Vida Útil, parametrizado pelo Nível de Contratação.

Já o risco, apresenta um comportamento altamente dependente da vida útil, como aquele apresentado no gráfico da Figura 4.16. Por exemplo, uma termelétrica que atuasse somente no mercado *spot*, apresentaria um risco menor do que uma termelétrica contratada, nos três primeiros anos de vida do projeto. Esse comportamento pode ser explicado analisando a Figura 2.4. Os três primeiros anos o valor esperado do preço *spot* é maior do que o custo de operação podendo atingir até 4 vezes o seu valor em 2000. Mas, a partir do oitavo ano, a situação se inverte, e as termelétricas pouco contratadas tornam-se mais arriscadas. Isso pode ser explicado, novamente, olhando a Figura 2.4. A partir do quinto ano, o valor esperado anual do preço *spot* mantém-se constante, em um valor abaixo do custo de operação da termelétrica, e dependendo do preço do contrato, a remuneração será influenciada positivamente, aumentando as possibilidades de remuneração do capital investido.

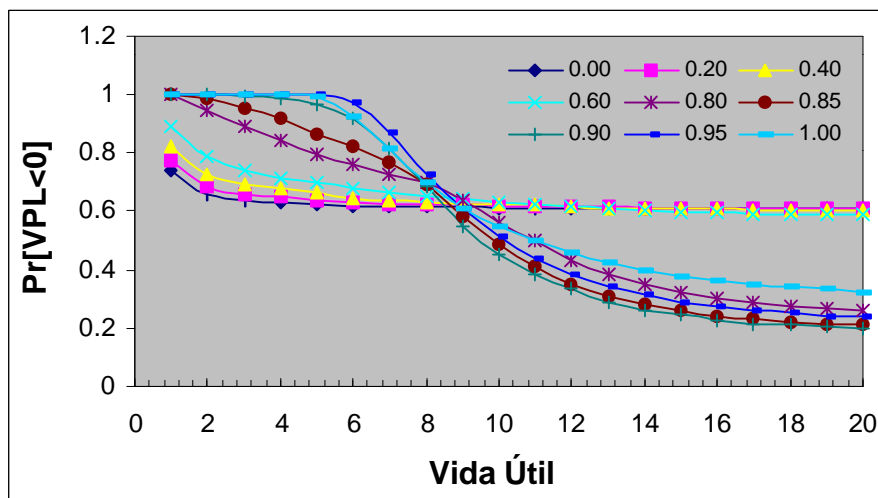


Figura 4.16 – Probabilidade do VPL<0 pela Vida Útil do Projeto, parametrizado pelo Nível de Contratação

4.6.6 - Sensibilidade sobre o Número de Séries Futuras de Preço *Spot*

Quando Simulação Monte Carlo é utilizada, deve-se analisar como se comporta a precisão das estimativas em relação ao tamanho da amostra. Como mostrado no

Capítulo 3, o Beta é uma medida da precisão da estimativa em relação á média da amostra. Quanto menor o valor de Beta, mais precisa torna-se a estimativa. O gráfico da Figura 4.17 mostra como o Beta converge, a medida que aumenta-se o tamanho da amostra.

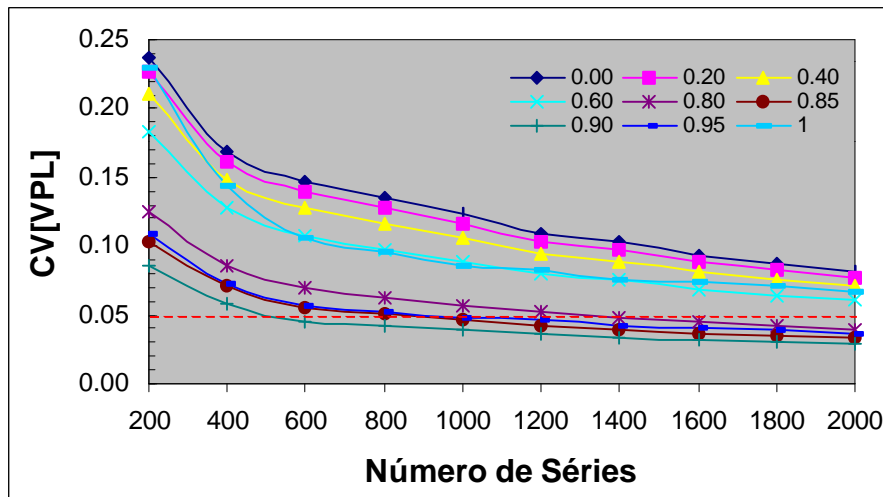


Figura 4.17 – Gráfico de Convergência das Estimativas do VPL

Normalmente, estimativas com Betas abaixo de 5% são consideradas boas. De acordo com o gráfico, 2000 séries é um tamanho de amostra que apresenta estimativas precisas para termelétricas contratadas acima de 80%. Já as estimativas do VPL para termelétricas com níveis de contratação abaixo de 80%, são consideradas ruins, pois seu Beta está acima de 5%.

4.7 - Valor da Flexibilidade Operacional

A flexibilidade operacional imposta pelo despacho centralizado, quando a termelétrica é declarada flexível, pode ser avaliada neste modelo. Neste caso, será calculado o VPL com a opção de suspensão da operação e o VPL sem esta opção, e então calculado a diferença.

O VPL de uma termelétrica inflexível é dado pela equação (4.5), onde sua remuneração em um tempo t qualquer é dada pela equação (4.4). Não será considerado nenhum tipo de incerteza sobre o fluxo de caixa deste projeto, de modo que o VPL representa a decisão ótima de investimento.

Assim, dado o VPL com opção de suspensão temporária e o VPL sem esta opção, então a equação (4.6) é utilizada para calcular o valor da opção de suspensão temporária ou o valor de uma termelétrica se declarar flexível. Esta análise está de acordo com aquela apresentada em [67]¹.

O gráfico da Figura 4.18 mostra como o valor da flexibilidade varia em relação ao nível de contratação. Quanto mais contratado, menor será o valor da flexibilidade operacional.

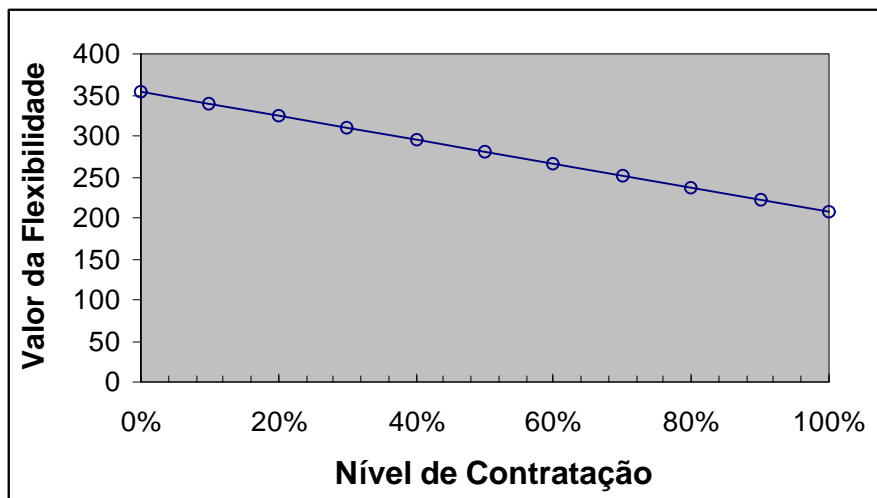


Figura 4.18 – Valor da Flexibilidade (MMR\$) pelo Nível de Contratação

Já o risco do projeto comporta-se de três maneiras diferentes, frente ao valor da flexibilidade, a medida que o nível de contratação varia. Entre cem e noventa por cento, o risco decresce e o valor da opção cresce. Entre noventa e sessenta por cento, o risco

mantém-se constante a medida que o valor da opção aumenta. E, entre sessenta e zero por cento, o risco cresce com o valor da opção.

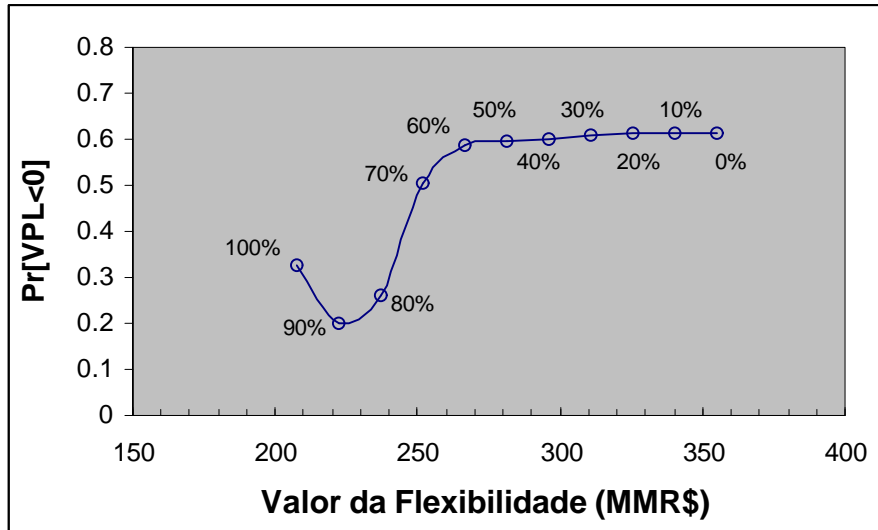


Figura 4.19 – Valor da Probabilidade do VPL < 0 pelo Valor da Flexibilidade.

¹ Capítulo 5, páginas 165-167.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO

Esta dissertação apresentou um modelo de avaliação de um projeto de usina termelétrica levando em consideração a flexibilidade operacional. Uma termelétrica é considerada flexível quando parte de sua energia é comercializada no mercado *spot*. Com isso, esta energia será despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, quando o seu preço estiver acima do custo de operação da usina.

Foi mostrado no Capítulo 2 que o preço *spot* é altamente volátil e que mecanismos de proteção contra esta volatilidade devem ser utilizados pelos agentes do setor. No caso de uma usina termelétrica, a medida que se aumenta a participação de contratos bilaterais na remuneração, diminui-se a sua exposição.

Num ambiente de grandes incertezas, como aquele apresentado pelo sistema elétrico brasileiro, a avaliação de ativos deve ser feita levando-se em consideração as oportunidades de investimento, criadas ao longo do tempo. A Teoria das Opções Reais é indicada para este tipo de avaliação, pois leva em conta as decisões gerenciais, que tendem a alterar o comportamento do projeto, a medida que as incertezas são reveladas.

O Capítulo 3 apresentou os modelos de opções reais que foram utilizados no processo de avaliação do Capítulo 4. A opção de espera e a opção de suspensão temporária da operação foram definidas e modeladas. Finalmente, as principais técnicas de avaliação de opções reais foram apresentadas.

No Capítulo 4, uma termelétrica foi avaliada levando em consideração a sua flexibilidade operacional. Foi definido um caso base, onde foi feita uma sensibilidade em relação ao nível de contratação. Além disso, sensibilidades em relação às principais variáveis foram feitas. No final, o valor de se declarar flexível, ou o valor da opção de suspensão temporária da operação, foi calculado.

5.1 - Considerações Gerais

A avaliação conduzida no Capítulo 4 permite que várias conclusões possam ser retiradas em relação a um projeto de investimento em uma usina termelétrica instalada no setor elétrico brasileiro:

- ✓ A contratação é uma forma eficaz de reduzir a exposição à volatilidade do mercado *spot* de eletricidade;
- ✓ A probabilidade de se ter o VPL menor do que zero é uma medida do risco do projeto, que deve ser utilizada no lugar do desvio padrão do VPL, quando a distribuição de probabilidades do VPL é assimétrica;
- ✓ No caso base, se um investidor é suposto avesso ao risco, o nível de contratação de 90% conduz à menor exposição à volatilidade do mercado *spot*;
- ✓ Para o projeto avaliado, o custo de operação apresentou um impacto elevado sobre a remuneração do investimento e menor para os riscos do projeto, principalmente nas faixas de 0 a 60% de contratação;
- ✓ O preço de contratação influencia fortemente a remuneração e o risco do projeto de investimento;

- ✓ A taxa de desconto influencia o valor da remuneração, mas possui pouca influencia sobre o risco do projeto, quando o nível de contratação está entre 0 e 40%;
- ✓ A remuneração é altamente sensível aos cinco primeiros anos de vida do projeto, principalmente em baixos níveis de contratação;
- ✓ Já o risco, apresenta uma característica mais complexa. Nos oito primeiros anos, a termelétrica pouco contratada possui um risco menor do que as muito contratadas. A partir do oitavo ano, esta regra muda, levando as termelétricas pouco contratadas a assumirem risco maiores do que aquelas muito contratadas. Este comportamento é explicado pelos altos valores do preço *spot* ao longo dos quatro primeiros anos;
- ✓ As estimativas da remuneração do investimento são convergentes. A medida que aumenta-se o tamanho da amostra, aumenta-se a precisão da estimativa do VPL do projeto;
- ✓ Beta é uma medida da precisão das estimativas. Valores de beta abaixo de 5% são considerados boas estimativas e acima, ruins. Com 2000 séries de preços *spot*, as estimativas para níveis de contratação acima de 80% são consideradas precisas, abaixo de 80%, não;
- ✓ Quanto maior o nível de contratação menor será o valor da opção de se declarar flexível, pois maiores níveis de contratação significam menores exposições às incertezas do mercado de curto prazo.

5.2 - Trabalhos Futuros

Várias linhas de trabalhos futuros podem estender os resultados obtidos nesta dissertação. A seguir, serão apresentados os principais:

- ✓ propor um processo estocástico para o preço da eletricidade no mercado *spot*. Isso poderia conduzir a modelos mais consistentes, possibilitando outros tipos de sensibilidades com as variáveis do problema;
- ✓ considerar outras fontes de incerteza: neste trabalho o preço da eletricidade no mercado *spot* foi a única fonte de incerteza utilizada. O custo de operação e o preço de contratação são duas variáveis que poderão ser consideradas estocásticas;
- ✓ relaxar algumas restrições sobre a operação da usina termelétrica. Quando os preços estão desfavoráveis, as usinas não conseguem prontamente suspender a operação sem que custos adicionais sejam incorridos. Do mesmo modo, a operação não pode ser restabelecida instantaneamente, sem custo adicionais;
- ✓ introduzir um modelo de avaliação que leva em consideração as preferências do investidor frente aos riscos do mercado. Isto pode ser feito introduzindo uma função de utilidade, que indica as preferências do investidor frente ao risco;
- ✓ utilizar modelos de avaliação de opções em mercados incompletos. Dentre as diversas metodologias de avaliação de opções em mercados incompletos, deve-se utilizar aquela que melhor se adapte a modelos de avaliação de investimentos com opções reais;
- ✓ desenvolver um modelo que leve em conta a competição no mercado de contratos bilaterais. Além das incertezas inerentes ao processo de avaliação, deve-se levar em conta as interações competitivas entre os outros geradores participantes do mercado;
- ✓ utilizar modelos de opções reais mais realísticos do que aquele apresentado neste trabalho. Normalmente o investimento em projeto não é comissionado uma única vez e sim dividido em vários estágios;

- ✓ utilizar outros arranjos de mitigação dos riscos. Utilizar contratos futuros, contratos de opções e outros tipos de derivativos para se proteger da volatilidade do mercado *spot* de eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Amram, M. e N. Kulatilaka (1999). *Real Options: Managing Strategic Investments in an Uncertainty World*. Harvard Business School Press, Boston.
- [2] Barraquand, J. e D. Martineau (1994). "Numerical Valuation of High Dimensional Multivariate American Securities". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, **30**, 383-405.
- [3] Bellman, R. S. (1957). *Dynamic Programming*. Princeton University Press, Princeton.
- [4] Best, P. (1998). *Implementing Value At Risk*. John Wiley & Sons, Nova York.
- [5] Black, F. e M. Scholes (1973). "The Pricing of Options and Corporate Liabilities." *Journal of Political Economy* 81, 637-659.
- [6] Boyle, P. (1977). "Options: A Monte Carlo Approach". *Journal of Financial Economics*, **4**, 323-338.
- [7] Boyle, P., M. Broadie e P. Glasserman (1997). "Monte Carlo Methods for Security Pricing". *Journal of Economic Dynamics and Control*, **21**, 1267-1321.
- [8] Brealey, R. A. e S. C. Myers (1999). *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill, Nova York.
- [9] Brennan, M. (1991). "The Price of Convenience and the Valuation of Commodity Contingent Claims", em D. Lund e B. Oksendal (eds.), *Stochastic Models and Options Values: With Applications to Resources, Environment, and Investment Problems* (Amsterdam: North Holland), 33-77.

- [10] Brennan, M. e E. Schwartz (1978). "Finite Difference Methods and Jump Process Arising in the Pricing of Contingent Claims: A Synthesis". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, **13**, 462-474.
- [11] Brennan, M. e E. Schwartz (1985). "Evaluating natural resources investments". *Journal of Business*, **58**, 135-157.
- [12] Brennan, M. e L. Trigeorgis (eds.) (1999). *Flexibility, Natural Resources, and Strategic Options*. Oxford University Press, Oxford.
- [13] Broadie, M. e P. Glasserman (1997). "Pricing American-Style Securities using Simulation". *Journal of Economic Dynamics and Control*, **21**, 1323-1352.
- [14] Castro, A. L., J. P. Teixeira e A. C. G. Melo (1999). "Avaliação de Ativos de Geração Termelétrica e o Mercado Competitivo de Eletricidade no Brasil", *XXXI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Juiz de Fora.
- [15] CEPEL (2000). Manual do Newave.
- [16] Clewlow, L e C. Strickland (1998). *Implementing Derivatives Models*. John Wiley & Sons, Nova York.
- [17] Coopers & Lybrand (1998). *Estudo de Restruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Sumário Executivo*. Relatório do Projeto. MME/SEN/ELETROBRÁS
- [18] Cox, J. e S. Ross (1976). "The Valuation of Options for Alternative Stochastic Process". *Journal of Financial Economics*, **3**, 145-166.
- [19] Cox, J., S. Ross e M. Rubinstein (1979). "Option Pricing. A Simplified Approach." *Journal of Financial Economics* 7, 229-263.

- [20] Christiansen, D. S. e S. W. Wallace (1997). "Option Theory and Modeling under Uncertainty." *Baltzer Journals*, Noruega.
- [21] Deng, S., B. Johnson e A. Sogomonian (1998). "Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets". *Proceedings of the Chicago Risk Management Conference*, Chicago.
- [22] Deng, S (1998). "Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean-Reversion with Jump and Spikes." *PSERC Working Paper 98-28*.
- [23] Deng, S (2000). *Financial Methods in Competitive Electricity Markets*. Tese de Doutorado, University of California, Berkeley.
- [24] Dias, M. A. G. e K. M. C. Rocha (1999). "Petroleum Concession with Extendible Options Using Mean Reversion with Jumps to Model Oil Prices". 3^a Annual Conference on Real Options – Theory Meets Practice.
- [25] Dixit, A e R. Pindyck (1995). *Investment Under Uncertainty*. Princeton University Press. 2^a Edição.
- [26] Dothan, M. U. (1990). *Prices in Financial Markets*. Oxford University Press.
- [27] Duffie, D. (1992). *Dynamic Asset Pricing Theory*. Princeton University Press.
- [28] Ethier, R. (1999). "Valuing Electricity Assets in Deregulated Markets: A Real Options Model with Mean Reversion and Jump". *Working Paper*. Cornell University, Nova York.

- [29] Fleten, S. (1995). *Portfolio Management in the Electricity Industry*. Tese de Doutorado. Instituto de Tecnologia da Noruega. Universidade de Trondheim, Trondheim.
- [30] Fleten, S., S. W. Wallace, W. T. Ziemba (1997). "Portfolio management in a deregulated hydropower based electricity market." *Working Paper*, University of British Columbia, Noruega
- [31] Fleten, S. e S. W. Wallace (1998). "Power Scheduling with Forward Contracts." *Proceedings of Nordic MPS*, Noruega.
- [32] Garcia. D. (1999). "A Monte Carlo Method for Pricing American Options". *Working Paper*. University of California, Berkeley.
- [33] Gibson, R. e E. Schwartz (1990). "Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims". *Journal of Finance*, **45**, 959-976.
- [34] Hammersley, J. M. e D. C. Handscomb (1964). *Monte Carlo Methods*. Methuen & Co., Londres.
- [35] Higgins, M. (1997) "Using Derivatives to Hedge Risk in the Electricity Industry". *The Financier*, **4**, 31-41.
- [36] Hoare, J. (1995). "The UK Electricity Market", em *Managing Energy Price Risk*, Risk Publications.
- [37] Huang, C. e R. H. Litzenberger (1990). *Foundations for Financial Economics*. Elsevier Science Publishers, Nova York.

- [38] Hull, J. C. e A. White (1988). "The Use of Control Variate Technique in Option Pricing". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, **23**, 237-251.
- [39] Hull, J. C. (1997). *Options, Futures and Other Derivatives Securities*. Prentice Hall.
- [40] Ibáñez A. e F. Zapatero (1999). "Monte Carlo Valuation of American Options through Computation of the Optimal Exercise Frontier". *Working Paper*. Departamento de Administração. Instituto de Tecnologia do México.
- [41] Jabour, M. A. (1999). "Preço do Gás inibe as Térmicas.", *Gazeta Mercantil*, São Paulo, 9 de agosto de 1999.
- [42] Jarrow, R. e A. Rudd (1983). *Options Pricing*. Irwin.
- [43] Johnson, B. e A. Sogomonian (1997). "Electricity Futures", em *The US Power Market: Restructuring and Risk Management* (Risk Publications).
- [44] Karatzas, I. e S. Shreve (1998). *Methods of Mathematical Finance*. Springer, Nova York.
- [45] Lund, D. e B. Oksendal (eds.) (1991). *Stochastic Models and Option Values: With Applications to Resources, Environment, and Investment Problems*. North Holland, Amsterdam.
- [46] Majd, S. e R. Pindyck (1987). "Time to Build, Option Value, and Investment Decisions". *Journal of Financial Economics*, **18**, 7-27.
- [47] Majd, S. e S. C. Myers (1990). "Abandonment Value and Project Life". *Advances in Futures and Options Research*. **4**, 1-21.

- [48] McDonald, R. e D. Siegel (1985). "Investment and the Valuation of Firms When There is an Option to Shut Down". *International Economic Review*, **26**, 331-349.
- [49] McDonald, R. e D. Siegel (1986). "The Value of Waiting to Invest". *Quarterly Journal of Economics*, **101**, 707-727.
- [50] Melo, A. C. G., B. G. Gorenstein, M. S. Reis, A. Matos e A. L. Castro (1997). "Avaliação Econômico-Financeira de Projetos de Expansão do Setor Elétrico - Um Enfoque Empresarial". *SNPTEE*.
- [51] Melo, A.C.G. (1999). "Competitive Generation Arrangements in Latin America Systems with Significant Hydro Generation – The Brazilian Case.". *IEEE Power Engineering Review*.
- [52] Merton, R. (1973). "The Theory of Rational Option Pricing." *Bell Journal of Economics and Management Science*, **4**, 141-183.
- [53] Ministério das Minas e Energia (1998). *Regras do MAE*.
- [54] Paddock, J., D. Siegel e J. Smith (1988). "Option Valuation of Claims on Physical Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases". *Quarterly Journal of Economics*, **103**, 479-508.
- [55] Park, C. S. e G. P. Sharp-Bette (1990). *Advanced Engineering Economics*. John Wiley & Sons, Nova York.
- [56] Pereira, M. V. F. (1998). "A Nova Operação do Sistema Elétrico Brasileiro.", *Notas de Aula*. Coordenação Central de Extensão. PUC-Rio.
- [57] Pilipovic, D. (1997). *Energy Risk*. McGraw-Hill, Nova York.

- [58] Pindyck, R. (1988). "Irreversible Investment, Capacity Choice, and the Value of Firm". *American Economic Review*, **78**, 969-985.
- [59] Pinto, P. R. R., S. N. G. Faria, X. V. Filho, M. S. Reis, A. C. G. Melo e B. G. Gorenstein (1999). "Methods and Tools for Financing Projects in Deregulated Hydrothermal Systems."
- [60] Pirrong, C. (1999). "The Price of Power: The Valuation of Power and Weather Derivatives". *Working Paper*. Washington University, Washington.
- [61] Press, W. H., S. A. Teukolsky, W. T. Vetterling e B. P. Flannery (1992). *Numerical Recipes in FORTRAN: The Art of Scientific Computing*, Cambridge University Press, Cambridge.
- [62] Schwartz, E. (1997). "The Stochastic Behaviour of Commodity Prices: Implications for Pricing and Hedging", *The Journal of Finance*, **52**, 923-973.
- [63] Tilley, J. (1993). "Valuing American Options in a Path Simulation Model". *Transaction of the Society of Actuaries*, **45**, 83-104.
- [64] Tourinho, O. (1979). "The Option Value of Reserves of Natural Resources". *Working Paper*. University of California, Berkeley.
- [65] Trigeorgis, L. (1991). "A Log-Transformed Binomial Numerical Analysis Method for Valuing Complex Multi-Option Investment". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*. **26**, 309-326.
- [66] Trigeorgis, L. (1993). "The Nature of Options Interactions and the Valuation of Investment with Multiple Real Options". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*. **28**, 202-224.

- [67] Trigeorgis, L. (1995). *Real Options in Capital Budgeting. Managerial Flexibility in Capital Resource Allocation*. MIT Press.
- [68] Trigeorgis, L. (ed.) (1995). *Real Options in Capital Investment: Models, Strategies, and Applications*. Praeger Publishers, Westport.
- [69] Tseng, C. e G. Barz (1998). "Short Term Asset Valuation". Working Paper, Departamento de Engenharia Civil, Universidade de Maryland.
- [70] Vieira Filho, X., B. G. Gorenstein, S. Granville, M. V. F. Pereira, J. C. O. Melo e A. C. G. Melo (1998). "Playing the Odds: Risk Management in Competitive Generation Contracts". *CIGRÉ*, 1998 Session.
- [71] Vieira Filho, X., S. N. G. Faria, B. G. Gorenstein, E. S. Sobrinho, M. A. M. Vieira e M. V. F. Pereira (1999a). "Investment Planning Methods to Maximize the use of Asset Managing Uncertainty and Financial Risk".
- [72] Vieira Filho, X., M. V. F. Pereira, B. G. Gorenstein, J. C. O. Mello e E. N. Mesquita (1999b). "The Introduction of a *Spot* Market in a Predominantly Hydro System".
- [73] <http://www.aneel.gov.br> Site oficial da ANEEL.
- [74] <http://www.maebrasil.com.br> Site oficial do MAE.
- [75] <http://www.ons.com.br> Site oficial do ONS.