

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

**Riscos na indústria de energia elétrica brasileira no período de
1997-2007**

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para
obtenção de carga horária na disciplina CNM 5420 – Monografia.

Por: Valdir Eleutério Sagás Júnior

Orientador: Prof^o João Randolfo Pontes

Área de Pesquisa: Economia da Energia

Palavras-Chaves: 1. Energia
2. Risco
3. Gerenciamento

Florianópolis, março de 2008.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota _____ ao aluno Valdir Eleutério Sagás Júnior na Disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. João Randolfo Pontes
Presidente

Prof. Renato Francisco Lebarbenchon
Membro

Prof. Lauro Francisco Mattei
Membro

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à DEUS, pela vida, pela saúde física e capacidade mental.

A meus pais, pelo amor, carinho, educação e incentivo.

Ao amigo e meu orientador Professor João Randolfo Pontes, pelo apoio, confiança e dedicação, e que mesmo diante de problemas de saúde fez questão de participar desse trabalho.

Aos professores membros da banca Renato Francisco Lebarbenchon e Lauro Francisco Mattei, pelas avaliações e recomendações disponibilizadas.

Aos meus irmãos Adriano e Maria Helena pelo apoio e carinho.

A todos meus familiares e amigos que sempre deram seu carinho e apoio.

Aos professores e servidores da UFSC que através da realização de suas atribuições, contribuíram para minha formação acadêmica.

SUMÁRIO

- RESUMO-----	VI
- LISTA DE GRÁFICOS-----	VII
- LISTA DE TABELAS-----	VII
- LISTA DE ABREVIATURAS-----	VII

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO-----	1
1.1 PROBLEMÁTICA-----	1
1.2 OBJETIVOS-----	4
1.2.1 Objetivo Geral-----	4
1.2.2 Objetivos Específicos-----	4
1.3 METODOLOGIA-----	4
1.4 Estrutura do Trabalho-----	6

CAPÍTULO II

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA-----	7
2.1 A incerteza, a probabilidade e o risco nas decisões econômicas e financeiras-----	7
2.2 Tipos de risco-----	13
2.2.1 Riscos Operacionais-----	13
2.2.1.1 Risco humano ou risco de pessoas-----	15
2.2.1.2 Risco do processo-----	15
2.2.1.3 Risco tecnológico-----	16
2.2.2 Riscos Estratégicos-----	17
2.2.3 Riscos Financeiros-----	17
2.2.4 Risco Ambiental-----	19
2.2.5 Riscos Regulatórios-----	22
2.3 Métodos de tratamento dos riscos-----	24
2.3.1 Value at Risk (VAR)-----	24
2.3.2 Método do Valor Presente Líquido (VPL)-----	28
2.3.3 Método de Monte Carlo-----	30
2.3.4 Instrumentos Derivativos-----	36

CAPÍTULO III

TIPOS DE RISCOS NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

BRASILEIRA	43
3.1 Considerações Gerais	43
3.2 Riscos Relativos à Geração de Energia Elétrica	44
3.2.1 Risco de Projeto:	44
3.2.2 Risco de Mercado:	46
3.2.3 Risco Financeiro:	46
3.2.4 Risco Político:	47
3.2.5 Risco Regulatório	48
3.3 Riscos Relativos à Transmissão de Energia Elétrica	48
3.3.1 Risco de Projeto	48
3.3.2 Risco de Mercado	48
3.3.3 Risco Financeiro	49
3.3.4 Riscos Políticos e regulamentares	49
3.4 Riscos Relativos à Distribuição/varejo de Energia Elétrica	49
3.4.1 Risco de Projeto	49
3.4.2 Riscos de Mercado	50
3.4.3 Riscos Políticos e regulamentares	50

CAPÍTULO IV

MODELOS DE AVALIAÇÃO DOS RISCOS NA INDÚSTRIA DE

ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA	51
4.1 Tratamento dos riscos relativos à geração de energia elétrica	51
4.2 Tratamento dos riscos relativos à transmissão de energia elétrica	58
4.3 Tratamento dos riscos relativos à distribuição de energia elétrica	63
4.4 Tratamento dos riscos na comercialização de energia elétrica no Brasil	68
4.5 Impactos do risco de déficit na expansão do setor elétrico brasileiro	72
5. CONCLUSÃO	80
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83

RESUMO

O presente trabalho apresenta a sistemática de tratamento dos riscos na indústria de energia elétrica brasileira, no período entre 1997 e 2007. A implantação do novo modelo do setor elétrico, a desverticalização das empresas estatais, as privatizações, o aumento da competitividade entre os agentes internos e externos e a necessidade de garantir a confiabilidade operacional e o retorno dos investimentos, levaram as empresas do setor a intensificar a qualificação e quantificação dos riscos envolvidos na indústria de eletricidade, além de buscar o tratamento eficiente dos mesmos.

Conforme apresentado neste trabalho, os agentes econômicos tomam suas decisões mediante incertezas e riscos em mercados que estão em constantes mudanças e sob intensa concorrência, obrigando-os a ajustarem suas estratégias e a forma como tratam as variáveis do ambiente de negócios.

Este trabalho mostra uma classificação dos riscos que afetam cada segmento do Setor Elétrico Brasileiro, além de identificar os atuais métodos utilizados para o tratamento e mitigação desses riscos.

Os resultados apresentados no trabalho permitem constatar que o gerenciamento dos riscos representa um dos principais elementos da gestão empresarial, principalmente em virtude de presença de incertezas em mercados competitivos, como é o caso do mercado de energia elétrica brasileiro.

I - LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Média e desvio amostral X n° de Simulações -----	34
Gráfico 2 – Histograma da Média e do desvio Padrão do VPL -----	34
Gráfico 3 – Esperança e Risco <i>Versus K</i> -----	35
Gráfico 4 – <i>K versus</i> Percentil (VPL<0)-----	35
Gráfico 5 – Curva de Aversão ao Risco – 2008/2009 – Região Sul -----	78
Gráfico 6 – Curva de Aversão ao Risco – 2008/2009 – Sudeste/Centro-Oeste -----	78
Gráfico 7 – Curva de Aversão ao Risco – 2008/2009 – Região Nordeste -----	78

II - LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Escala de Risco Utilizada pelo BNDES: Classificação de Risco de Empresas e Grupos Econômicos Não-Financeiros-----	21
Tabela 2 - Distribuição discreta dos preços unitários -----	32
Tabela 3 – Previsão das vendas de refrigerante por sabor (em unidades)-----	32
Tabela 4 – Valor financeiros dada a previsão de vendas -----	33
Tabela 5 – Riscos de Déficit - Cenário 1 - Crescimento do PIB em 4% -----	75
Tabela 6 – Riscos de Déficit – Cenário 2 - Crescimento do PIB em 4,8% -----	76

III - LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACEEL – Ass. Bras. dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulado
AFS - Agente Financeiro Setorial
AMFORP - <i>American and Foreign Power Company</i>
ANEEL – Agência Nacional e Energia Elétrica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPM - <i>Capital Asset Pricing Model</i>
CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CBOT – <i>Chicago Board of Trade</i>
CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CvaR - *Conditional Value-at-Risk*
ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FCD - Fluxos de Caixa Descontados
IGP-M - Índice Geral de Preços de Mercado
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MMC – Método Monte Carlo
MME – Ministério de Minas e Energia
MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
MW – Megawatt (unidade de potência elétrica)
MW/h – Megawatt-hora (unidade de consumo de energia elétrica)
O.N.S. – Operador Nacional do Sistema
PAC – Programa de Aceleração do Crescimento
PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PIB – Produto Interno Bruto
PIE – Produtor Independente de Energia
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças
PND – Plano Nacional de Desestatização
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ROI - *Return on Investment*
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SIN – Sistema Interligado Nacional
TIR – Taxa Interna de Retorno
UNCTAD - *United Nations Conference on Trade and Development*
VAR – *Value at Risk*
VPL – Valor Presente Líquido

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

1.1 PROBLEMÁTICA

Energia é insumo fundamental para o funcionamento de uma economia. De sua disponibilidade e eficiência dependem inúmeros setores produtivos, principalmente em economias industrializadas. Cada fonte de energia possui sua importância que varia de país para país, ou a cada momento da trajetória do desenvolvimento de uma nação.

A energia elétrica é uma dessas importantes fontes energéticas, tanto para o crescimento da economia, como para o bem estar e o desenvolvimento de sua população.

No caso do setor elétrico brasileiro seu marco inicial deu-se no ano de 1883, com a construção da Usina Hidrelétrica Ribeirão do Inferno que teve como objetivo principal suprir com energia elétrica a mineração em Diamantina, no Estado de Minas Gerais¹. Inicialmente os investimentos para a construção desta e de outras usinas partiram da iniciativa privada e buscavam suprir os serviços de iluminação pública e particular, de transporte através dos bondes elétricos e como força motriz nas unidades industriais. Com a crescente demanda o Estado viu-se incapaz de realizar investimentos que garantissem o suprimento, oportunidade em que passou a liberar concessões ao setor privado para a prestação desse serviço², segundo as diretrizes da Constituição de 1891.

Nesse momento do surgimento e crescimento do setor elétrico brasileiro o Estado participa como agente regulador dos serviços que eram prestados em sua maioria por grandes empresas estrangeiras, a exemplo da São Paulo Railway, Light and Power Company Ltda, empresa canadense que mais tarde formaria o Grupo Light e da American and Foreign Power Company (AMFORP). Após a transferência de algumas pequenas empresas estatais para o capital estrangeiro na segunda metade da década de 1920, o setor elétrico brasileiro passou a apresentar considerável monopolização e desnacionalização.

Já em meados da década de 1950 e de modo especial no governo Juscelino Kubitschek (1956-1961), devido à crise energética e impulsionado pelo processo de industrialização do pós-guerra e estratégia desenvolvimentista, o Estado brasileiro passa a investir na expansão do setor elétrico, delineando uma profunda reestruturação onde a

¹ UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Departamento de Engenharia Elétrica. A história da eletricidade no Brasil. São Paulo: USP. Disponível em:

<http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/conteudodehistoricobrasil.htm>. Acesso em: 15 mai. 2007.

² Idem.

administração pública inicia sua participação como gerador, transmissor e distribuidor de energia elétrica. É nessa década que várias empresas foram criadas, tanto pelo governo federal como pela administração dos estados federativos.

Dentro do Plano Nacional de Eletrificação e através da Lei nº. 3.890-A de 25 de abril de 1961, durante o governo de Jânio Quadros, é elaborado o projeto de criação da Eletrobrás, empresa que seria definitivamente instalada em 11 de Junho de 1962, na gestão João Goulart (1961-1964).

No período entre 1952 e 1962 essa estratégia de investimento estatal levou a uma mudança na representatividade do setor elétrico. As empresas públicas federais e estaduais elevaram sua participação na geração de 6,8% para 31,3%, enquanto que o percentual quantitativo de usinas privadas caiu de 82,4% para 55,2%³. Os grandes projetos hidrelétricos e investimentos estatais na aquisição de ativos privados fortaleceram o setor durante o “milagre econômico” nos anos de 1968 a 1974, período em que a economia brasileira cresceu a uma taxa média de 11% ao ano e trouxe reflexos positivos até o início da década de 1980.

A primeira crise do petróleo em 1973, combinada com a valorização internacional do dólar americano, a elevação da taxa de juro internacional e a escassez de crédito interno e externo, deu início a um período de estagnação do setor elétrico nacional, visto que desse momento em diante o governo viu-se incapaz de captar recursos para novos projetos de expansão, cenário que se manteve até o final da década de 1980.

Durante os primeiros anos da década de 1990 o governo brasileiro iniciou um processo de reestruturação do setor elétrico com intuito de aumentar a eficiência e a competitividade na economia.

Em 1992 durante o Governo de Fernando Collor de Mello (1990-1992), dentro do Plano Nacional de Desestatização (PND), foi dado início ao processo de privatizações no setor elétrico brasileiro, objetivo que seria encampado pelos governos seguintes de Itamar Franco (1992-1994) e de Fernando Henrique Cardoso (1995-1998). Através da reforma do Estado e a aprovação das Leis nº. 8.987/95 (Lei de Concessões de Serviços Públicos) e nº. 9.427/97 que introduziu a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) a reestruturação do setor tomava forma.

³ UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Departamento de Engenharia Elétrica. **A história da eletricidade no Brasil**. São Paulo: USP. Disponível em: <<http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/conteudodehistorico brasil.htm>>. Acesso em: 15 mai. 2007.

O Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia (MME) contrata um consórcio para realizar um profundo estudo sobre a reforma do setor elétrico intitulado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro ou RESEB. Este estudo visava promover uma profunda desregulamentação do mercado de eletricidade, instituindo mecanismos institucionais e econômicos mais eficientes e transferindo aos agentes privados a responsabilidade sobre os investimentos e a operação do setor. (COOPERS & LYBRAND, 1996).

Os relatórios desse estudo recomendavam a desverticalização do modelo elétrico estatal, separando os seguimentos de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, o que segundo o mesmo, instituiria um ambiente competitivo ao setor. Os seguimentos de transmissão e distribuição deveriam ser mantidos sob controle estatal, visto que são caracterizados como monopólios naturais⁴. Já a geração e a comercialização passariam aos agentes privados e seriam reguladas pelo Governo Federal através de órgãos específicos (COOPERS & LYBRAND, 1996).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada através da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto nº. 2.335 de 6 de outubro de 1997 para ser o agente regulador e fiscalizador das atividades de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, buscando garantir a qualidade nos serviços, a universalização da oferta, o estabelecimento das tarifas de serviço e garantir a viabilidade econômica e financeira aos agentes do setor (COOPERS & LYBRAND, 1996).

Para controlar o despacho de carga e a transmissão foi criado o Operador Nacional do Sistema (O.N.S.), através da Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998 e regulamentado pelo Decreto nº. 2.655 de 2 de julho de 1998, em substituição à Eletrobrás na função de coordenador da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para a função de gerir a comercialização de energia elétrica foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE), através da mesma Lei nº. 9.648 de 27 de maio de 1998, sendo tornado pessoa jurídica de caráter privado pela Lei nº. 10.433/2002. Através do MAE os agentes geradores e distribuidores, além dos grandes consumidores, negociariam seus contratos de compra e venda de energia, sob determinadas condições e riscos.

⁴ Um monopólio é dito natural quando o nível de produção suficiente (ou quase suficiente) para atender ao mercado demandante ocorrem ao mínimo custo médio de produção. São características típicas de monopólio natural: i) capital intensivo e economia de escala; ii) incapacidade de estocagem e demanda flutuante; iii) presença de rendas de localização; iv) serviço ou produto essencial para os consumidores; v) presença de conexão direta com os consumidores (FERGUNSON, 1989).

Em 2004 é instituída a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) através da Lei 10.848/04 e do Decreto 5.177/04. Sua finalidade é absorver as funções do MAE, sua estrutura organizacional e operacional. Cabe a CCEE contabilizar os montantes de energia elétrica comercializados, efetuar a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no curto prazo, além de realizar leilões de compra e venda de energia elétrica por delegação da ANEEL (CCEE, 2007).

Anteriormente à reestruturação setorial a análise do risco no setor elétrico estava limitada ao risco de déficit, ou seja, ao risco calculado para a ocorrência de falta de energia elétrica, estimado e limitado ao máximo valor de 5%. Com a implantação de mudanças como a desverticalização das empresas estatais, as privatizações, o aumento da competitividade entre os agentes internos e externos e a necessidade de garantir a confiabilidade operacional e o retorno dos investimentos, levaram as empresas do setor a intensificar a qualificação e quantificação dos riscos envolvidos na indústria elétrica, além de buscar o tratamento eficiente dos mesmos.

Como a maioria dos estudos relativos às classificações e ao tratamento dos riscos está direcionada aos riscos incorridos pelas empresas/instituições financeiras, o presente trabalho visa o aprofundamento das pesquisas sobre riscos na indústria de energia elétrica brasileira e a análise dos atuais modelos para o tratamento desses riscos, a fim de responder a uma questão central: os métodos disponíveis para o tratamento dos riscos estão sendo utilizados pelas empresas do setor elétrico brasileiro?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar o tratamento do risco na indústria de energia elétrica brasileira

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Revisar o papel das incertezas, probabilidades e do risco na tomada de decisão econômica e financeira das empresas;
- b) Identificar os diversos riscos existentes na indústria de energia elétrica brasileira;
- c) Identificar os instrumentos desenvolvidos ou utilizados para o tratamento dos riscos na indústria de energia elétrica brasileira, dentro do novo modelo para o setor.

1.3 Metodologia

Método é um instrumento do conhecimento que proporciona aos pesquisadores orientação geral e facilita planejar a pesquisa, formular hipóteses, coordenar investigações, realizar experiências e interpretar resultados (FACHIN, 2002). O método torna-se válido quando sua escolha baseia-se em dois motivos: a natureza do objeto ao qual se aplica e o objetivo que se tem em vista (SOUZA, 2004). Porém, o desenvolvimento de um trabalho de investigação científica requer a aplicação de uma metodologia específica ao caso em estudo e a elaboração de um projeto de pesquisa.

GIL (1990) define metodologia como sendo a exposição dos procedimentos usados com a pretensão de responder à pergunta formulada no projeto de pesquisa. Nesse sentido a metodologia não é um fragmento da pesquisa, ela precisa ser incorporada à própria investigação para a compreensão das soluções apresentadas, ou seja, ela é fundamental para a organização das idéias de como os fatos podem ser observados e tratados (SOUZA, 2004). PORTER (1993) também destaca que é preciso fazer a pergunta certa ao se buscar uma explicação convincente para o fenômeno estudado.

O presente trabalho pode ser classificado como de natureza qualitativa já que não busca enumerar ou medir os eventos estudados, tampouco busca empregar instrumentos estatísticos para a análise dos dados. Ele parte das questões amplas para aquelas mais

específicas. Dessa forma também cabe ser considerado como um estudo de caso, pois, segundo PONTES (1998), permite fazer pesquisas empíricas com o objetivo de investigar fenômenos contemporâneos dentro de contextos de vidas reais, em situações em que as fronteiras entre o fenômeno estudado e o contexto não estão claramente definidos ou onde são constatadas múltiplas fontes de evidência.

O primeiro passo para a realização da atual pesquisa foi a definição de alguns parâmetros fundamentais como: i) a escolha do objeto de estudo: o tratamento dos riscos; ii) o local do estudo: o Brasil; iii) período em análise: 1997-2007; iv) o contexto: o processo de mudanças decorrentes da reestruturação do setor elétrico brasileiro até o modelo atual.

A coleta de informações iniciou-se com a leitura de monografias de dissertações que tratam de vários aspectos relativos ao Setor Elétrico Brasileiro como regulação, riscos e métodos de mitigação, racionamento de energia, políticas e análises de investimentos em energia, etc.

Em seguida foram consultadas várias obras bibliográficas que fazem parte da teoria econômica da firma objetivando a composição de um referencial teórico sobre o papel das incertezas, das probabilidades e do risco e suas classificações na tomada de decisão econômica e financeira das empresas.

Com o objetivo de identificar os diversos riscos específicos da indústria de energia elétrica brasileira, foram feitas consultas em monografias e dissertações sobre o tema, além de se adotar a classificação de riscos elaborada pela Coopers & Lybrand, consultora internacional que assessorou o MME-Ministério de Minas e Energia no processo de implantação da nova organização do mercado de eletricidade.

Objetivando identificar e avaliar os instrumentos e métodos desenvolvidos para o tratamento dos riscos na indústria de energia elétrica brasileira, a partir do ano 1996, foram levantadas informações em trabalhos e estudos apresentados em diversos congressos e seminários promovidos para se analisar o setor elétrico. Buscou-se também informações nos relatórios anuais de administração publicados pelas empresas de energia, bem como a legislação do setor e informações nos diversos sites existentes na Internet.

A busca de informações da forma como o risco estava sendo tratado nas empresas ligadas ao setor, apresentou dificuldades. A maioria delas alegaram ser impossível divulgar os dados dessa natureza, já que o tratamento de riscos é tido como uma ferramenta estratégica perante a concorrência.

Desta forma, a pesquisa limitou-se a utilizar o material livremente disponível nas teses acadêmicas, estudos e trabalhos técnicos divulgados em eventos setoriais como o SEPEF – Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico e o SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

1.4 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1 pode-se encontrar uma introdução ao tema do trabalho, seus objetivos e a metodologia utilizada em sua elaboração.

No Capítulo 2 é apresentado um referencial teórico para resolver o primeiro dos objetivos específicos deste trabalho. Trata-se do levantamento relativo ao papel das incertezas, da probabilidade e do nível de risco na tomada de decisão econômica e financeira, por parte das empresas inseridas em mercados competitivos. O Capítulo 3 apresenta um levantamento que identifica quais os tipos de riscos existentes no Setor Elétrico Brasileiro. Nessa etapa as pesquisas se concentram em obras específicas ao setor de energia elétrica, principalmente no Relatório da consultoria Coopers & Lybrand sobre a reestruturação do setor elétrico.

No Capítulo 4 são identificados os instrumentos, modelos e métodos desenvolvidos para que empresas do setor elétrico possam gerenciar os riscos aos quais estão sujeitas. O Capítulo 5 apresenta os riscos que afetam o SEB. Por fim são apresentadas as conclusões obtidas com essa pesquisa

CAPÍTULO II - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Incerteza, probabilidade e o risco nas decisões econômicas e financeiras.

No âmbito da teoria econômica há várias vertentes de estudos e uma delas visa fundamentar e analisar o processo de escolha dos consumidores, empresários e governos, uma vez que esses tomam suas decisões em ambientes de incertezas, levando em consideração os riscos envolvidos.

A corrente neo-clássica da Teoria Econômica da Firma vem buscando incorporar as noções de incerteza e risco em suas análises, levantando questões a serem investigadas como: onde se situa a fronteira entre risco e incerteza? De que forma os agentes econômicos suportam esses fatores? O lucro remunera o risco envolvido nas operações industriais e comerciais? As incertezas afetam o ritmo dos investimentos?

“Incertezas são fatores que integram o ambiente de negócios das diversas economias e afetam o comportamento dos agentes econômicos. Seus efeitos são desconhecidos, provocando, por vezes, um clima psicológico que causa reações diferentes entre os agentes econômicos, podendo levar as economias para direções opostas” (SOUZA, 2004, p.7).

Em SANDRONI (2006, p.416) incerteza é uma situação em que, partindo-se de determinado conjunto de ações, se chega a vários resultados possíveis, sendo tais resultados conhecidos, mas não a probabilidade de suas ocorrências.

A teoria econômica da firma considera as relações entre os agentes do mercado (vendedores e compradores), transacionando *commodities*⁵ em quantidades e preços de equilíbrio. Considera também, dentro desse ambiente de incertezas, o papel do Estado como agente regulador do mercado, com a responsabilidade de agir em busca do equilíbrio econômico. Os autores da teoria da firma se preocupam com o equilíbrio competitivo entre os agentes, através de combinações de quantidades e preços que satisfaçam a “utilidade marginal”⁶ dos consumidores e permita a maximização das escolhas (SOUZA, 2004).

A idéia central das diferentes análises e estudos sobre a teoria da firma, é a da busca pelo equilíbrio geral dos mercados, cujas restrições e desempenho ficam

⁵ Commodities são produtos básicos, homogêneos e de amplo consumo, que podem ser produzidos e negociados por uma ampla gama de empresas. Podem ser produtos agropecuários como boi gordo, soja, café; minerais, como ouro, prata, petróleo e platina; industriais, como o tecido 100% algodão, poliéster, ferro gusa e açúcar; e até mesmo financeiros, como as moedas mais requisitadas (Dólar e Euro), ações de grandes empresas, títulos de governos nacionais, etc.

⁶ Segundo PINDYCK e RUBINFELD (1999, p.96) a utilidade marginal mede a satisfação adicional obtida mediante o consumo de uma unidade adicional de um bem.

condicionadas ao comportamento dos agentes. Esse fato merece uma abordagem mais aprofundada dos elementos e fatos que estão relacionados à existência de um mercado e sua condição de equilíbrio.

Segundo PINDYCK e RUBINFELD (1999, p.9), mercado é “um grupo de compradores e vendedores que, por meio de suas reais ou potenciais interações, determina o preço de um produto ou conjunto de produtos”. Nesse mercado, que não representa necessariamente um ponto geográfico, compradores demandarão uma quantidade de bens e serviços a um determinado preço, e os vendedores estarão dispostos a ofertar por esse mesmo preço uma determinada quantidade de bens e serviços. Diz-se que quando a quantidade demandada for igual à quantidade ofertada e os preços demandados e ofertados idênticos, esse mercado está em equilíbrio.

Então surge a questão: o que leva os consumidores a escolher uma determinada cesta de produtos? Na tentativa de resolver tal questão, foi elaborado o conceito de utilidade. “Utilidade é o nível de satisfação que uma pessoa obtém ao consumir um bem ou exercer uma atividade” (PINDYCK e RUBINFELD, 1999, p.95). Trata-se de quantificar em uma escala de preferência as cestas de produtos disponíveis àquele consumidor, e terá maior classificação o produto ou combinação de produtos que o consumidor expressar a maior preferência.

Considera-se que também os mercados apresentam uma função-utilidade que lhes permitem otimizar as preferências de cada agente. Porém as escolhas envolvem risco e precisam ser analisadas sob a ótica das probabilidades.

Para SIMONSEN (1997) a utilidade pode ser medida por uma fórmula baseada em probabilidades⁷ para auxiliar na escolha, quantificando a “utilidade da decisão” do consumidor através da seguinte expressão:

$$UD = P1UA1 + P2UA2 + \dots + PnUAN,$$

onde: $P1 + P2 + \dots + Pn = 1$; sendo:

UD = utilidade da decisão inerente a escolha “D”;

P1 = probabilidade de produzir a cesta A1;

P2 = probabilidade de produzir a cesta A2;

Pn = probabilidade de produzir a cesta An

⁷ Na definição de PINDYCK e RUBINFELD (1999, p.158), probabilidade refere-se à possibilidade de que um determinado resultado venha a ocorrer.

Dentro dessa formulação, ao serem comparadas duas situações que envolvam risco ou onde ao menos uma apresente risco, alcança-se os respectivos índices de utilidade, dentre os quais o maior resultado representará a melhor escolha.

De acordo com o dicionário AURÉLIO (1998), o termo risco é definido como: “perigo ou possibilidade de perigo”. Já segundo BERNSTEIN (1997), a palavra risco tem sua origem no italiano antigo *riscare*, que significa “ousar”, o que leva a conclusão de que uma situação de risco é uma “opção”, e não um “destino”. E continua: “a capacidade de administrar riscos, e com ela, a vontade de correr riscos e fazer opções ousadas são elementos-chave da energia que impulsiona o sistema econômico”. Portanto, se o risco é uma opção, então é possível medi-lo, avaliar suas conseqüências e geri-lo.

KNIGHT (1921) trata de forma semelhante os conceitos de risco e incerteza. Segundo ele, a incerteza existe quando muitos resultados são possíveis, mas as probabilidades de suas ocorrências são desconhecidas, em outras palavras, quando a distribuição de probabilidades não pode ser avaliada. Já o risco está presente naquelas situações nas quais é possível relacionar todos os resultados e estabelecer suas probabilidades, dispondo-se das probabilidades torna-se possível o cálculo dos riscos com considerável grau de precisão.

Outro método desenvolvido para auxiliar na escolha dentre opções que apresentam risco pode ser encontrado em PINDYCK e RUBINFELD (1999, p.159). Trata-se do cálculo do “valor esperado” que leva em consideração as probabilidades (positivas e negativas) de tal evento acontecer. Tem-se então a seguinte expressão para o cálculo do valor esperado:

$$VE = \begin{matrix} (a) & (b) \\ [Pr(\text{sucesso}) * X1(\text{resultado/sucesso})] + [Pr(\text{insucesso}) * X2(\text{resultado insucesso})] \end{matrix}$$

Onde:

(a) → indica o valor relativo ao sucesso do evento;

(b) → indica o valor relativo ao insucesso do evento.

Dentro dessa fórmula pode-se calcular, por exemplo, o valor que se espera ganhar ao se fazer uma aplicação que possui as probabilidades, de ganho e de perda, previamente definidas.

Em SOUZA (2004, p.11) pode-se encontrar uma classificação de incertezas ao serem consideradas nas decisões econômicas: i) incerteza proveniente de atos aleatórios do

ambiente e de mudanças não previsíveis nas preferências dos consumidores; ii) incerteza devida a racionalidade limitada; e iii) incerteza devida a racionalidade limitada conjugada com o oportunismo que surge quando as partes estão ligadas por investimentos em ativos idiossincráticos⁸ e na presença de contratos incompletos. Nesse caso busca-se amenizar os riscos associados com diferentes incertezas através das estruturas de governança.

Há certo consenso entre os estudiosos do tema em relação às definições do que são incertezas e riscos. Incertezas estariam ligadas a eventos imprevisíveis, desconhecidos, aleatórios e repentinos, enquanto que o risco é representado por fatores ou acontecimentos conhecidos, previsíveis e passíveis de quantificação, o que possibilita o seu gerenciamento.

Na análise da escolha sob incerteza desenvolvida pela teoria microeconômica, encontra-se a classificação dos consumidores em relação a sua propensão ao risco. Baseados na função de utilidade, VARIAN (2000) enumera três tipos de consumidores: i) avesso ao risco; ii) neutro ao risco e iii) propenso ao risco. Para ele, os primeiros são avessos ao risco, pois a utilidade do valor esperado de riqueza é maior do que a utilidade esperada de riqueza. Em outras palavras, avesso ao risco é aquele consumidor que dá mais importância (utilidade) à certeza da riqueza atual do que à incerteza de uma riqueza futura maior.

Consumidores neutros ao risco são aqueles em que sua utilidade esperada de riqueza é exatamente igual à utilidade do seu valor esperado. Ou seja, este consumidor considera indiferente a certeza da posse de uma riqueza atual ou a incerteza de obter uma riqueza superior num momento futuro.

Por fim temos os consumidores propensos ao risco. Esses, segundo VARIAN (2000, p.237), apresentam uma utilidade esperada de riqueza maior do que a utilidade do valor esperado de riqueza. Esse tipo de consumidor prefere a incerteza de obter uma riqueza acrescida de um ganho no futuro, do que a certeza da posse atual de uma riqueza sem ganhos. A maioria das fontes bibliográficas que tratam de risco o relaciona ao mercado financeiro, buscando classificar e calcular as probabilidades de sua ocorrência.

BRIGHAM e HOUSTON (1999, p.158) dizem que risco refere-se à chance de ocorrer algum evento desfavorável. Como eles descrevem, um indivíduo que pratica pára-queda está arriscando a própria vida em troca de emoção, ao passo que, quem investe em ações especulativas está assumindo um risco na esperança de obter um retorno apreciável.

⁸ Idiossincracia, segundo FERNANDES (1978, p.713) é a “disposição do temperamento do indivíduo, que faz com que ele sinta de uma forma especial e privada dele a influência de diversos agentes”.

Segundo estes autores, o risco de um ativo pode ser analisado de duas maneiras: (1) o risco de um único ativo, onde o ativo é analisado isoladamente, e (2) em uma base de carteira, em que o ativo é um entre muitos outros ativos de um portfólio⁹. Então um agente estaria correndo um risco isolado se aplicasse seus recursos em um único ativo. Porém conseguiria reduzir o nível de risco se distribuísse seus recursos em vários ativos diferentes, formando assim uma carteira.

Eles afirmam ainda que: “nenhum investimento será feito a menos que a “taxa de retorno esperada”¹⁰ seja suficientemente alta para compensar o investidor pelo risco percebido do investimento”, e que o risco de um investimento está relacionado com a probabilidade de se obter um retorno menor do que o esperado, dessa forma, quanto maior a chance de retornos baixos ou negativos, maior será o risco desse investimento. O cálculo da taxa de retorno esperada pode ser expresso na seguinte equação:

$$K = P_1K_1 + P_2K_2 + \dots + P_nK_n$$

onde:

$K \rightarrow$ Taxa de retorno esperada;

$P \rightarrow$ Probabilidade de ocorrência de uma condição (valor decimal);

$K \rightarrow$ Taxa de retorno se ocorrer essa condição (valor percentual).

Um indivíduo que deseja fazer um investimento e que possui como opções dois ativos com riscos diferentes, pode utilizar-se deste cálculo para facilitar sua escolha. Após calcular a taxa de retorno de ambos ativos de risco ele obterá o valor do “prêmio de risco” dessa aplicação. Prêmio de risco é a diferença entre a taxa de retorno de um determinado ativo de risco e a taxa de retorno esperada de um ativo de menor risco. A escolha por um deles vai depender do grau de “aversão ao risco”¹¹ desse investidor. BRIGHAM e HOUSTON (1999, p.167) afirmam que a maioria dos investidores tem aversão ao risco, o que leva a necessidade de taxas de retorno maiores que compensem correr os riscos de tal aplicação.

Os riscos apresentados por uma ação podem ser divididos em dois grupos: o risco diversificável e o risco de mercado. Risco diversificável é aquela parcela do risco de um

⁹ Portfólio refere-se a uma carteira de títulos ou ativos financeiros. (SANDRONI, 2006, p.671)

¹⁰ É a taxa de retorno que se espera realizar com um determinado investimento, ou ainda, a média ponderada da distribuição de probabilidades dos resultados possíveis. (BRIGHAM e HOUSTON, 1999, p.160)

¹¹ Investidores avessos ao risco não gostam de correr riscos, então exigem taxas de retorno mais altas como incentivo à aquisição de um ativo de maior risco.

ativo que pode ser eliminada através da diversificação do investimento em carteira. Ele é ocasionado por eventos aleatórios como processos judiciais, greves, o desempenho de programas de marketing, ganhos ou perdas nos contratos firmados e outros eventos específicos da empresa.

Ao se efetuar a diversificação, as perdas em um ativo podem ser compensadas pelos ganhos em outro. Já o risco de mercado tem origem em fatores que afetam sistematicamente a maioria das empresas: guerras, inflação, recessão e taxas de juros da economia. Como a maioria das ações tenderá a ser afetada negativamente por esses eventos, as perdas não poderão ser eliminadas via diversificação.

Em qualquer tipo de negócio que se busque desenvolver existem riscos que afetam o ambiente e a tomada de decisões, o planejamento e as estratégias empresariais. Muitos estudos e teorias têm contribuído ao diagnóstico e ao tratamento dos riscos nas instituições. A prática de gestão dos riscos vem sendo beneficiada por pesquisas nas áreas de administração financeira, a partir das leis de probabilidade e conceitos de risco e retorno que, aliadas ao avanço da informática, proporcionaram o desenvolvimento de sistemas computacionais capazes de estimar com grande precisão o retorno de um ativo ou grupo de ativos.

Tais sistemas profissionalizaram a área de finanças nas instituições, possibilitando facilidade na mensuração e gerenciamento dos riscos incorridos (FIGUEIREDO, 2001, p.5). É preciso lembrar, contudo, que apenas o aparato tecnológico não proporciona uma eficiente gestão eficaz dos riscos. Torna-se necessário estimular nas instituições a cultura para o gerenciamento do risco. De acordo com DUARTE (1999) apud (FIGUEIREDO, 2001), alguns elementos são fundamentais às instituições: cultura corporativa para risco, pessoal qualificado, procedimentos internos e tecnologia.

Uma efetiva gestão de risco depende da conjugação desses elementos, o que implica, entre outras coisas, a presença de profissionais tecnicamente e eticamente capacitados, dentro de um ambiente com clara definição de responsabilidades, políticas e procedimentos de gestão estruturados com ferramentas de trabalho adequadas. “Gerir riscos não significa evitá-los, até porque é tarefa impossível, mas sim reconhecê-los, tanto no ambiente interno, como externo, analisá-los, mensurá-los e administrá-los de forma planejada e consciente” (FIGUEIREDO, 2001, p.5).

Torna-se necessário agora apresentar uma classificação das principais categorias de riscos existentes, que afetam o ambiente de negócios e o comportamento dos empresários, influenciando assim a vida econômica e financeira das instituições.

2.2 Tipos de risco

Após inúmeros estudos e fundamentações teóricas sobre risco e retorno, pode-se fazer a qualificação e sugerir métodos de quantificação e gerenciamento desses riscos. A identificação dos riscos aos quais estão sujeitas as diferentes empresas torna-se necessária para entender como os dirigentes tomam decisões.

Segundo PRADO (2002) apud SOUZA (2004, p.19), as ferramentas disponíveis para se encontrar quais os riscos que uma determinada empresa corre, são: *Return on Investment* (ROI) ou o *Business Impact Analysis*, através dos quais as empresas conhecerão seus riscos, os aceitarão e, dependendo da situação, poderão até reduzi-los.

PRADO (2002) apresenta ainda uma sistemática de gerenciamento de risco, que consiste em uma seqüência de etapas que as empresas devem seguir para minimizarem os efeitos do risco e obterem sucesso. Tal sistemática é composta por quatro etapas como seguem:

a) Identificação dos riscos: nessa etapa são identificados os riscos aos quais o negócio está sujeito. Independente do método adotado para a análise de risco, esse deve contemplar atividades como o levantamento de ativos, definição de uma lista de ameaças e identificação da vulnerabilidade desses ativos;

b) Quantificação dos riscos: nessa segunda etapa são mensurados os impactos dos riscos no negócio. É durante essa etapa que ferramentas como o *Business Impact Analysis* deverão ser utilizadas para se estimar os prejuízos financeiros decorrentes de uma possível paralização de uma atividade;

c) Tratamento dos riscos: identificados os riscos, faz-se uma classificação de acordo com a prioridade de tratamento, definindo em seguida as providências cabíveis a serem tomadas;

d) Monitoração dos riscos: O gerenciamento de risco é um trabalho contínuo e que não cessa com a implementação de medidas de segurança. É preciso um acompanhamento constante, analisando o desempenho das medidas tomadas e realizando ajustes naquelas deficientes.

2.2.1 Riscos Operacionais

A maioria dos estudos relativos aos riscos e os métodos para administrá-los tem como principal foco as instituições financeiras. Outro, porém, segundo FIGUEIREDO

(2001), é a identificação de uma nova classe, os riscos operacionais. Uma das definições de risco operacional muito apropriada é:

O risco operacional pode ser definido como uma medida numérica da incerteza dos retornos de uma instituição caso seus sistemas, práticas e medidas de controle não sejam capazes de resistir às falhas humanas, danos a infra-estrutura de suporte, utilização indevida de modelos matemáticos ou produtos, alterações no ambiente dos negócios, ou a situações adversas de mercado (DUARTE Jr, 2005, p. 8).

O risco operacional, conhecido também como risco econômico ou competitivo, caracteriza as perdas potenciais resultantes de sistemas inadequados, má administração, controles defeituosos ou falhas humanas, incluindo neste o *risco de execução* nas tarefas de registros de transações financeiras e na reconciliação das operações individuais com a posição agregada da empresa (JORION, 1998, p.15). Tal autor inclui no grupo operacional o *risco de fraude* (de informações) e o *risco tecnológico*, este último relativo à segurança do sistema contra acessos não autorizados às informações.

A redundância de sistemas, a clara separação das responsabilidades de cada indivíduo e a adoção de controles internos rígidos, constituem segundo Philippe Jorion, a melhor forma de proteção contra os riscos operacionais. De forma mais compacta, “o risco operacional é aquele que causa perdas devido a controles inadequados” (MERCER, apud SOUZA, (2004).

As várias definições para risco operacional, apesar das diferenças de elaboração, em sua maioria levam em consideração três fatores-chave: pessoas, tecnologia e processos, englobando erros humanos, fraudes praticadas por funcionários da instituição ou por terceiros, falhas nos sistemas de informação ou pelo uso de processos inadequados (FIGUEIREDO, 2001, p.19).

De acordo com tal autor, as grandes mudanças ocorridas nos últimos anos no ambiente de negócios das instituições financeiras, de modo especial a partir de 1990, aumentaram a exposição aos riscos operacionais, tanto em frequência quanto em intensidade e estão consolidando a prática da administração dos mesmos.

No tocante às mudanças, podem ser citadas duas principais fontes: o avanço tecnológico e a globalização dos mercados, sendo que ao passo que trouxeram maiores e melhores oportunidades de negócios, através da abertura de mercados e as facilidades nas transações eletrônicas à distância, trouxeram consigo maior exposição aos riscos.

A classificação apresentada a seguir e elaborada por FIGUEIREDO (2001, p.22) serve para identificarmos mais especificamente os riscos operacionais. Tal classificação leva em consideração os três fatores-chave anteriormente listados, pessoas, tecnologia e processos e apresenta-se na seguinte estrutura:

2.2.1.1 Risco humano ou risco de pessoas: é a possibilidade de perdas em função de falhas humanas por diversas situações, como por exemplo:

- **Erro não-intencional:** prejuízos ocasionados por erros na execução de tarefas devido a não-definição prévia dos procedimentos, pelo uso de processos distorcidos, pela falta de segregação de tarefas ou devido ao volume de serviço.

- **Qualificação:** risco de perda ou prejuízo em função do desempenho de tarefas e/ou funções, por funcionários ou prestadores de serviços sem a devida qualificação, capacidade, habilidade ou perfil apropriado à função.

- **Fraude:** é o risco de perdas decorrente de comportamentos fraudulentos. São exemplos a adulteração de controles, desvio ou subtração de valores ou ainda a aceitação de “incentivos” para realização de negócios, etc.

2.2.1.2 Risco do processo: riscos provenientes da fragilidade dos processos internos, sendo gerados pela falta de regulamentação interna, documentação sobre políticas e procedimentos, ou ainda pela falta de controle. Constituem essa categoria os seguintes riscos:

- **Risco de modelagem:** risco da ocorrência de perdas pela adoção de modelos inadequados ou inconsistentes ao cenário real. Este tipo de risco é mais freqüente em serviços como: cálculo de risco, análise de projetos de investimentos, apuração de rentabilidade, etc.

- **Risco da transação:** risco de perdas decorrentes da execução de uma transação financeira contendo erros, em qualquer uma de suas fases, devido à complexidade da operação ou do produto. São exemplos a falta de registro ou registro incorreto de uma operação de financiamento, a liquidação de uma operação com divergência de saldos, documentação incorreta ou incompleta, etc.

- **Risco de conformidade:** deriva da possibilidade de sanções ou penalidades por parte de órgãos reguladores do setor, em decorrência da não observância da legislação e regulamentação vigentes, bem como de normas e limites operacionais definidos pelo agente regulador.

- **Risco de controle:** é o risco de perdas originadas pela fragilidade no controle dos processos, por deficiência na segurança ou no volume das operações. Como exemplo pode ser citado a inexistência de trava automática nos sistemas de gestão de crédito, possibilitando que operadores extrapolem os limites operacionais.

2.2.1.3 Risco tecnológico: categoria de risco originado de situações como: a) a incapacidade dos sistemas de proverem informações aos tomadores de decisão, em tempo real e com alta confiabilidade; b) a possibilidade de indisponibilidade temporária dos recursos tecnológicos por motivos de sobrecarga no sistema de processamento de dados, falhas na comunicação e defeitos elétricos, entre outros. É formado pelos seguintes subgrupos:

- **Risco de software:** erros de programação, utilização inadequada de *software*, sistemas inadequados ou não padronizados às atividades da instituição, impossibilidade de integração entre os diversos sistemas utilizados, fragilidade no acesso e ainda obsolescência dos *softwares*.

- **Risco de equipamentos:** risco de perdas por falhas nos equipamentos de processamento e transmissão de dados, deficiências na comunicação ou segurança, falhas nas redes de computadores e servidores, perdas de informações gerenciais e de banco de dados pela inexistência de um sistema de *backup* confiável, obsolescência do *hardware*.

- **Risco de falhas nos sistemas:** risco de perdas ocasionadas por paralisação ou falhas nos sistemas de processamento ou comunicação, impossibilitando o processamento, transmissão, liquidação ou controle das operações. São exemplos as falhas nos sistemas de automação bancária, de contabilidade, de gestão de risco, de gestão de crédito, etc.

- **Risco de prestação e confiabilidade da informação:** risco de perdas pelo fato de informações não poderem ser recebidas, processadas, armazenadas e transmitidas em tempo hábil e com segurança.

A frequência e intensidade dos riscos variam entre instituições de acordo com seu tamanho, complexidade, volume de negócios e serviços, qualidade de seus recursos humanos e tecnológicos. A categorização acima apresentada tem por objetivo facilitar a identificação e o mapeamento dos riscos, seja por produto, processos, serviços ou unidades de negócios (FIGUEIREDO, 2001, p.24).

2.2.2 Riscos Estratégicos

Riscos estratégicos surgem de mudanças fundamentais nos cenários econômicos, político e tecnológico. A essa classe de risco ficam sujeitas as empresas que, ao adotarem estratégias operacionais e de mercado - tanto no curto, médio e longo prazos - levam em consideração a conjuntura nacional e internacional da economia, dos mercados, da condução das políticas, além é claro dos rumos dos avanços tecnológicos.

Segundo MCRAE (1999), os governos precisam convencer os investidores do mundo de que é bom fazer negócios com seu país, colocarem ali os seus funcionários e ficarem para sempre. Na sua visão, as empresas estarão entrando num novo cenário cujas principais forças estão relacionadas com a mudança da estrutura demográfica, o avanço tecnológico, o processo de globalização, preocupação com meio ambiente e o impacto das mudanças governamentais sobre a sociedade (SOUZA, 2004, p.22). O cenário macroeconômico tende a apresentar continuamente riscos e oportunidades ao futuro das empresas. Cabe observar que os membros do conselho administrativo das empresas precisam estar atentos às contínuas mudanças no cenário, quantificando a influência destas no rumo das atividades da empresa e revisando as estratégias de forma a minimizar as perdas decorrentes dos novos cenários.

2.2.3 Riscos Financeiros

Uma definição simplificada de risco financeiro indica que esses seriam a probabilidade da empresa não alcançar os resultados financeiros desejados. Em outras palavras, é o risco de a empresa ver-se incapacitada de remunerar o capital de terceiros (decorrente de empréstimos) além da impossibilidade de garantir aos sócios ou acionistas os ganhos sobre seus investimentos.

De acordo com SOUZA (2004) o risco financeiro pode ser também interpretado como um índice de solvabilidade, ou seja, um indicador do nível de risco que ficam submetidos os investidores ou credores da empresa.

Outra abordagem é expressa pela COOPERS & LYBRAND (junho 1997). Segundo esta, os riscos financeiros são decorrentes da maneira como os projetos são financiados. Ela identifica três tipos de riscos financeiros: o risco de taxas de juro; o risco de indisponibilidade de financiamento e o risco de variação da taxa de câmbio.

Sobre os riscos de taxa de juros, pode-se ligá-los ao fato de que financiamentos disponíveis às empresas podem estar submetidos a taxas de juros fixas ou variáveis. Sabe-se que mudanças nas taxas de juros podem tornar empréstimos excessivamente onerosos ao fluxo de caixa da empresa. Como forma de proteção às oscilações da taxa, em negociações sob juros variáveis, as empresas utilizam-se de instrumentos financeiros como *swaps*¹² de taxa de juros, permitindo ao empreendedor fazer *hedge*¹³ contra o risco de altas taxas de juros.

O risco de indisponibilidade de financiamento está relacionado aos investimentos em obras de grande porte, onde se tornam necessárias garantias aos investidores de que receberão suas remunerações decorrentes do fluxo de caixa do projeto, e não do crédito do empreendedor.

Por fim há o risco de taxa de câmbio. É considerado um risco de caráter político, já que está diretamente submetido às decisões cambiais do Governo Federal. Afeta a obtenção de financiamento externo para aquelas empresas que utilizam essa fonte de financiamento, mas também tem influência sobre os mais diversos mercados, de modo especial, aqueles que transacionam *commodities* com cotações em bolsas de valores internacionais.

É possível encontrar outras denominações ou classes intrínsecas aos riscos financeiros. Também chamado de “risco de mercado” é definido por DUARTE JR (2005, p.2) como “... uma medida numérica da incerteza relacionada aos retornos esperados de um investimento, em decorrência de variações em fatores como taxas de juros, taxas de câmbio, preços de ações ou *commodities*”.

Podem ser citadas aqui duas definições apresentadas por BRIGHAM (1999). Na primeira ele define risco financeiro como sendo “o risco adicional para os acionistas decorrente da decisão de utilizar capital de terceiros” tendo como contrapartida o risco do negócio, que é o grau de risco das operações da empresa se esta não utiliza capital de

¹² A palavra *swap* significa troca ou permuta e designa uma operação cada vez mais procurada no mercado financeiro. *Swaps* de juros são estratégias financeiras através da qual duas partes trocam fluxos de pagamentos futuros. O objetivo é trocar uma taxa fixa de juros por uma taxa flutuante ou vice-versa, dando uma proteção contra os riscos de uma acentuada oscilação das mesmas.

¹³ Numa tradução literal do inglês, “*hedge*” quer dizer “cerca”. Na prática, é uma forma de proteger uma aplicação contra as oscilações do mercado. “O *hedge* significa menos risco para a posição do investidor, seja ela qual for”. Apesar de ser muito usado em operações cambiais, o *hedge* é também muito comum na proteção de preço de *commodities*. “Principalmente as agrícolas, que têm fortes oscilações de preços”,

terceiros¹⁴. Na segunda o autor define risco financeiro como “aumento no risco dos acionistas, acima do risco básico do negócio da empresa, em resultado da utilização de alavancagem financeira”¹⁵ BRIGHAM (1999, p. 456).

2.2.4 Risco Ambiental

Há aproximadamente 30 anos e de modo mais intenso a partir dos anos de 1990, muito se tem falado em relação ao crescimento econômico de forma sustentável. Talvez uma melhor nomenclatura fosse desenvolvimento, ao invés de crescimento. Crescimento remete diretamente ao aumento contínuo dos índices econômicos da nação, o que não reflete necessariamente distribuição dos ganhos e melhor qualidade de vida a todos os agentes inseridos nesse contexto.

Segundo o Relatório BRUNTLAND (UNITED NATIONS, apud BERGAMINI, 2003, p.198), “desenvolvimento sustentável é aquele que responde às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras em atender às suas próprias necessidades”.

A análise de risco ambiental consiste na avaliação do risco associado a um determinado projeto, tanto aos riscos que esse projeto pode causar quanto àqueles aos quais pode estar sujeito. Como exemplos de riscos aos quais pode um projeto estar sujeito, temos o risco de deslizamento de terras, risco de abalo sísmico, risco de cheias, de erosão, de incêndio florestal, etc.

Em relação aos riscos causados por um determinado projeto, esses englobam alterações ambientais como poluição das águas, do ar, do solo, destruição da fauna, flora e recursos naturais, interferência na vida de comunidades, etc., em resumo, atividades ou acontecimentos que podem trazer impactos ambientais negativos.

Atualmente é crescente o número de instituições como seguradoras, bancos comerciais ou de desenvolvimento e agências reguladoras que exigem de seus clientes estudos e análises do risco ambiental dos projetos para os quais desejam obter um seguro ou financiamento. A nova tendência para elaboração de estudos de viabilidade de projetos deve incorporar os problemas relativos ao meio ambiente, buscando minimizar

¹⁴ BRIGHAM (1999, p.450).

¹⁵ Alavancagem Financeira é o grau de utilização de títulos de renda fixa (de dívida e ações preferenciais) na estrutura de capital de uma empresa.

ou evitar perdas humanas e materiais em decorrência de catástrofes ambientais (SOUZA, 2004, p.29).

Tal autor ressalta a importância da intervenção do Estado como gestor do meio ambiente, buscando reduzir os custos sociais e privados oriundos de eventos ambientais.

Segundo PERCEBOIS (1999) a intervenção pública se situa em dois níveis complementares: i) dar informações sobre os custos das vantagens ligadas às diversas externalidades, restabelecendo as condições de transparência do mercado; e ii) utilizar diversos instrumentos como taxação, subvenção, regulamentação, etc., de modo a incentivar os agentes a levarem em conta a influência de suas escolhas e ações para com o meio.

De acordo com SOUZA (2004) o risco ambiental pode ser analisado dentro de três dimensões: i) o caráter mundial desse risco, visto que os efeitos de algumas catástrofes não produzem efeitos apenas locais, regionais ou nacionais, podem alcançar magnitude global; ii) o caráter da quase total irreversibilidade dos efeitos causados, o que obriga à análises de longo prazo; iii) por fim a amplitude das incertezas envolvidas nesse tipo de risco, exigindo assim o tratamento probabilístico dos eventos.

No Brasil, a introdução do risco ambiental entrou na lista dos requisitos para a obtenção de financiamento em uma das principais instituições de crédito do país, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que criou um modelo para classificação do risco ambiental.

Segundo esse modelo as variáveis a serem consideradas na avaliação do risco ambiental podem ser agregadas em duas grandes questões: a mensuração do montante de custos e passivos ambientais da empresa e a avaliação da capacidade desta de administrá-los gerencial e financeiramente.

A identificação e mensuração dos eventuais passivos ambientais servem para refletir a performance das políticas adotadas pela empresa no passado (visão retrospectiva) e a avaliação da capacidade gerencial e financeira da empresa permite estimar o seu provável desempenho futuro (visão prospectiva) (BERGAMINI JR, 2003, p.200). A capacidade gerencial e financeira irá refletir o nível de comprometimento da empresa para com a questão ambiental no presente e para com o futuro e pode ser medido através do volume de recursos humanos e financeiros destinados à proteção do meio ambiente.

Após a definição de critérios específicos a serem alcançados, as empresas avaliadas recebem uma pontuação de acordo com sua capacidade em atendê-los.

BERGAMINI JR (2003, p.204) apresenta a sistemática desenvolvida pela *United Nations Conference on Trade and Development* - UNCTAD (1998) e utilizada pelo BNDES em seu modelo de análise de risco ambiental. Tal sistema utiliza três abordagens: i) a de sistema de avaliação de risco ambiental (*environmental risk rating*), essa tem um caráter abrangente, pois considera o impacto ambiental no risco global da empresa; ii) de sistema de ordenação de risco ambiental (*environmental ranking systems*) que lista as empresas em um ranking de acordo com o escore atingido na sua avaliação; e por fim a abordagem iii) de sistemas de classificação do risco ambiental (*environmental rating systems*) que, assim como a anterior, não considera o risco global para a classificação.

O modelo de classificação de risco usado no BNDES compreende uma pontuação entre 10 (dez) e 30 (trinta) pontos, distribuídos em 22 níveis e identificados de AAA até C,. Na Tabela 1 encontra-se a classificação do nível de risco que uma empresa ou projeto pode oferecer no momento em que solicita um financiamento, de acordo com os intervalos de pontos alcançados por esta durante a fase de análise dos critérios.

TABELA 1 - Escala de Risco Utilizada pelo BNDES: Classificação de Risco de Empresas e Grupos Econômicos Não-Financeiros

Pontuação	Nível de Risco
De 28,001 a 30,000	AAA
De 27,501 a 28,000	AA+
De 25,501 a 27,500	AA
De 25,001 a 25,500	AA-
De 24,501 a 25,000	A+
De 23,501 a 24,500	A
De 23,001 a 23,500	A-
De 22,501 a 23,000	BBB+
De 21,501 a 22,500	BBB
De 21,001 a 21,500	BBB-
Grau de Investimento =	Nível Igual ou Superior a BBB-
De 20,501 a 21,000	BB+
De 19,501 a 20,500	BB
De 19,001 a 19,500	BB-
De 18,501 a 19,000	B+
De 17,501 a 18,500	B
De 17,001 a 17,500	B-
Grau de Alto Risco =	Nível Inferior a B-
De 16,501 a 17,000	CCC+
De 14,501 a 16,500	CCC
De 14,001 a 14,500	CCC-
De 12,001 a 14,000	CC
De 10,000 a 12,000	C
Em Inadimplência	D

Fonte: Manual de classificação de risco para empresas e grupos econômicos não-financeiros (BNDES).

Baseado no nível de risco oferecido por cada empresa, o BNDES pode aplicar taxas de juros mais elevadas para os projetos com maior risco ou impacto ambiental. Sobretaxando o financiamento para projetos ambientalmente arriscados, o banco estará inibindo atitudes predatórias ao meio ambiente, uma vez que os custos de juros mais altos afetam diretamente as finanças da empresa, e por outro lado, estará incentivando as empresas a gastar o dinheiro que pagariam por juros maiores com a mitigação dos riscos ambientais associados as suas atividades produtivas (BERGAMINI JR, 2003).

2.2.5 Riscos Regulatórios

As mudanças ocorridas a partir da década de 1990 nos setores de infra-estrutura brasileira, marcada pela retirada do Estado da condução direta das atividades produtivas e a entrada do capital privado nos setores de telecomunicações, energia elétrica, transportes, etc., trouxe à tona a questão da regulação econômica. Porém, apesar de parecer recente, esse dispositivo do Estado já existe há muito tempo. Segundo ARAÚJO (1997, p.1) “a regulação das atividades econômicas é tão velha quanto a existência de sociedades organizadas em Estados”.

Através de uma análise histórica da regulação pode-se verificar que esta surge de forma espontânea no início do século XX e evolui em três fases distintas como descreve FIANI (1998, p.2).

Assim, seria possível identificar um período no qual a regulamentação surge como resultado espontâneo e pouco planejado das transformações por que passava a base produtiva das principais economias avançadas na virada do século, com o desenvolvimento da eletrificação, telefonia, gás encanado, expansão do sistema ferroviário e marítimo, etc. A seguir um período de institucionalização, em que a regulação da atividade econômica se torna uma atividade na qual passam a estar envolvidos corpos técnicos qualificados, no interior de instituições governamentais dotadas de atribuições, bem definidas. Este período iria da grande Depressão até o final da “Era Dourada”, no início dos anos setenta. O terceiro período seria um período de transição, correspondente à década dos anos setenta, de indefinição com algumas tentativas pouco articuladas de “desregulamentação”. O último período se iniciaria a partir dos anos oitenta, a “era da Liberalização” ou da “Desregulamentação” (FIANI, 1998, p.2-3).

A ocorrência da regulação e conseqüentemente o estudo desta estão ligados a existência do monopólio natural¹⁶ nos mercados. Segundo ALEXANDRE (2005, p.15)

¹⁶ Se um determinado bem ou serviço (não facilmente substituível) pode ser fornecido ao mercado por uma única empresa por um custo menor do que se oferecido por duas ou mais firmas, com as tecnologias disponíveis, diz-se que este setor apresenta características de monopólio natural.

Numa situação de monopólio natural as necessidades do mercado devem ser atendidas por uma única empresa, onde os custos de produção diminuem à medida que a produção aumenta, resultado dos ganhos de escala capazes de reduzir os custos médios. Portanto, em casos como este, caracterizados pela inexistência da concorrência, a regulação governamental é utilizada para garantir a eficiência e a qualidade dos serviços prestados pelo monopolista e para que não ocorra perda do bem estar social e econômico. Em outras palavras, significa que o Estado deve garantir que a situação de monopólio não resulte em malefícios à sociedade que, em tese, estaria refém de uma única empresa e, ao contrário, esta regulação permita que parte dos ganhos de escala sejam transferidos aos consumidores (ALEXANDRE, 2005, p.15).

É no contexto da Teoria da Regulação Econômica que está inserido o risco regulatório. O risco regulatório é definido como sendo “qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos” (FIANI, 1998). Este risco pode ser caracterizado pela falta de clareza das regras no momento da criação do marco regulatório e pela possibilidade de mudança de forma unilateral e inesperada destas regras.

De acordo com SOUZA (2004, p.35) a regulação econômica dos mercados não abrange apenas a regulação dos preços (tarifária), ela pode apresentar-se como regulação nas quantidades (através da definição de limites à produção ou da limitação do número de empresas que poderiam atuar em determinado setor), regulação na qualidade (exigindo a garantia de determinadas características aos produtos ou serviços ofertados), regulação quanto à segurança no trabalho (como exemplo a legislação específica que determina qual tipo de equipamentos de segurança os operários de trabalhos arriscados devem usar), etc. Em resumo, tais formas de regulação impedem a livre escolha dos agentes inseridos nos setores sujeitos à regulação.

O risco regulatório vem sendo considerado pelas empresas privadas interessadas em adquirir a concessão pública para a exploração de determinado serviço. No contexto da regulação governamental podem ser incluídas as empresas que compõem o Setor Elétrico Brasileiro, que logo após o processo de reestruturação e privatizações, passou a ser altamente regulado pelo Governo Federal através da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

2.3 Métodos de tratamento dos riscos

Conforme vem sendo descrito neste trabalho a busca por definições, as classificações, a quantificação e a criação de métodos de tratamento do risco tem sido foco de muitos estudos, principalmente voltados às instituições financeiras. Com o intuito de aumentar o retorno dos investimentos, garantir a melhor escolha e crescer frente ao mercado competitivo, estas buscam introduzir em seu dia-a-dia operacional as práticas de gerenciamento do risco, repletas de dados estatísticos e processados por programas de computador que lhes permitem saber qual o nível de risco estão sujeitas em cada momento de suas negociações.

A seguir serão apresentados alguns dos mais importantes métodos de cálculo e tratamento do risco, disponíveis para que empresas e também o governo possam escolher aquele que mais se adapta a realidade do setor ao qual está inserido.

2.3.1 *Value at Risk* (VAR)

Segundo dados na literatura, o VAR passou a ser utilizado por grandes instituições financeiras de todo o mundo logo após a ocorrência de prejuízos bilionários, tomados por instituições norte-americanas nas quais a alta gerência não monitorou de forma eficiente a exposição destas aos riscos do mercado (JORION, 1998, prefácio).

Este autor também cita que a introdução do VAR também é devida as dúvidas surgidas quanto à eficiência do uso de derivativos na gestão do risco nas empresas. Tornase necessário a criação e o aperfeiçoamento de instrumentos mais modernos para a gestão de todos os componentes das carteiras de investimentos. Segundo MOLLICA (1999, p.8):

A evolução do debate sobre a necessidade de gerenciamento de riscos levou as instituições financeiras a tentar desenvolver sistemas internos que pudessem mensurar sua exposição total a perdas. O sistema que emergiu como *benchmark* do mercado foi o *Riskmetrics* desenvolvido pelo banco americano JP Morgan. Segundo Dowd (1998), esta metodologia se originou quando um diretor do banco, Dennis Weatherstone, pediu aos seus subordinados que elaborassem um relatório de uma página que resumisse a perda potencial da instituição nas próximas 24 horas e lhe entregassem diariamente pontualmente as 4:15, após o fechamento do mercado. Este relatório ficou conhecido como “relatório 4:15”. Para atender a solicitação do chefe, foi necessário uma mini revolução, procedimentos de informações sobre as carteiras foram estabelecidos, técnicas para resumir posições foram criadas, banco de dados construídos, procedimentos estatísticos selecionados. O resultado final foi a medida conhecida como *Value-at-Risk* (VAR) que leva em conta não só o risco individual de cada ativo, expresso estatisticamente no desvio padrão dos retornos, mas também as relações entre os diversos ativos dadas pelas correlações... O fator que consolidou o *Riskmetrics* como *benchmark* do mercado foi, sem dúvida, a disponibilização de um relatório técnico com todos detalhes da metodologia na página do JP Morgan na Internet.

Mas o que vem a ser o VAR? O VAR nada mais é do que um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas padrões, comumente usada em outras áreas técnicas. As definições entre os vários autores encontram-se muito próximas a esta: “... o VAR mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança”. (JORION,1998, prefácio)

Através do uso do VAR os gerentes obtêm uma medida concisa do risco de mercado. O exemplo utilizado por este autor esclarece bem o resultado de uma simulação. Segundo este, se um banco calcula o VAR diário de sua carteira e este resulta num valor igual a US\$ 35 milhões, a um nível de confiança de 99%, isso significa que esta carteira possui, em condições normais de mercado, apenas 1 (uma) chance em 100 (cem) de obter um prejuízo de US\$ 35 milhões. O resultado do cálculo é simples e eficaz, pois apresenta o valor monetário do risco, o intervalo de tempo em questão e a probabilidade deste evento negativo vir a ocorrer, permitindo assim aos administradores da carteira decidir se tal nível de risco é aceitável.

Ainda segundo JORION (1998) o VAR pode ser utilizado com diversos propósitos, dentre os quais:

Fornecimento de Informações Gerenciais: O VAR pode ser usado para informar a alta gerência dos riscos incorridos em transações e operações de investimento, bem como os acionistas dos riscos financeiros da empresa, em termos práticos. Com isso, o VAR ajuda a acelerar a atual tendência de um melhor fornecimento de informações de valores financeiros marcados a mercado;

Alocação de Recursos: O VAR pode ser utilizado no estabelecimento de limites de posição para *traders* e para a decisão sobre onde alocar recursos limitados de capital. A vantagem do VAR é a criação de um denominador comum que permita comparar as atividades de risco em diversos mercados. O risco total de uma empresa pode também ser decomposto em VAR's “incrementais”, os quais permitem que usuários reconheçam as posições que mais contribuem para o risco total;

Avaliação de Performance: O VAR pode ser usado para que o desempenho seja ajustado ao risco, o que é essencial em um ambiente de negociações em que os operadores possuem tendência natural de assumir riscos extras (JORION, 1998, prefácio).

O VAR também é considerado fundamental pelos órgãos de regulação. Entidades como o Comitê de Supervisão Bancária da Basileia, o *Federal Reserve Bank* (Banco

Central Norte-Americano) e os órgãos reguladores da União Européia consideram o VAR uma forma de mensuração de risco aceitável (JORION, 1998).

Nas instituições não-financeiras como, por exemplo, as empresas multinacionais, o uso do VAR torna-se uma ferramenta poderosa contra riscos financeiros uma vez que ao operarem mundo afora fluxos de caixa em várias moedas, estas sofrem os efeitos das variações cambiais.

Por fim pode ser citado o grupo “Administradores de Ativos” como beneficiados pelo advento do VAR. A exemplo destes temos os “Fundos de Pensão”, que nos EUA possuem patrimônios de bilhões de dólares, e que já utilizam o VAR como método de avaliação dos riscos de suas carteiras.

O primeiro passo para a mensuração do VAR é a escolha de dois fatores quantitativos essenciais: o horizonte de tempo e o nível de confiança. O Comitê da Basileia definiu como aceitável um intervalo de confiança de 99% para um período de 10 (dez) dias. Dessa forma o VAR resultante é então multiplicado por um fator de segurança igual a 3 (três), o que fornece a exigência mínima de capital para fins de regulamentação (JORION, 1998, p.82). Atualmente os bancos reportam o VAR de suas operações sobre um horizonte diário, em virtude do rápido giro das atividades de suas carteiras o período é igual a um dia de negociação, neste caso o VAR é conhecido também como *Dayly Earnings at Risk*¹⁷.

Por outro lado, as carteiras de investimento como os fundos de pensão, ajustam suas exposições ao risco de forma mais lenta, motivo que leva esses a preferir o horizonte temporal de 01 (um) mês.

A escolha do nível de confiança é relevante para a verificação do modelo. No caso de um nível de confiança de 99%, é necessário esperar 100 dias para se confirmar a concordância do modelo com a realidade. Caso seja escolhido um nível inferior, como por exemplo, 95% a expectativa de que ocorra uma perda superior ao VAR cai para 20 dias, tornando tal verificação mais freqüente.

Após definidos o horizonte temporal e o nível de confiança/significância, parte-se para a aplicação destes à fórmula para o cálculo do VAR.

Tomando a função densidade acumulada dos retornos diários de uma carteira de ativos, ou seja, a função que informa a probabilidade de ocorrência de retornos abaixo de um determinado ponto:

¹⁷ MOLLICA, Marcos A.. **Uma avaliação de modelos de value-at-risk: Comparação entre métodos tradicionais e modelos de variância condicional.** Dissertação de Mestrado, São Paulo: USP, 1999.

$$F(x) = \text{Probabilidade [retornos} < x],$$

Supondo que exista tal função e que ela seja estável no tempo, o VAR a um nível “ $\alpha\%$ ” de significância do portfólio é igual a:

$$\text{VAR} = F^{-1}(\alpha) \cdot P$$

onde, P é o valor de mercado do portfólio.

O termo “ $F^{-1}(\alpha)$ ” é o retorno “x” tal que a probabilidade de ocorrência de retornos menores que “x” seja igual a “ $\alpha\%$ ”. Este retorno multiplicado pelo valor de mercado da carteira informa a variação adversa, em termos monetários, tal que a ocorrência de situações piores, perdas maiores, ocorre com probabilidade de “ $\alpha\%$ ” (MOLLICA, 1999, p.10).

A fórmula para o cálculo também pode se apresentar de forma diferente como apresentada a seguir:

$$\text{VAR} (1 - \alpha) = z_{\alpha} * \sigma_c * \text{valor da carteira}$$

Nesta fórmula, z_{α} representa uma variável aleatória, com distribuição normal padronizada, tal que $\text{prob.}(z < z_{\alpha}) = \alpha$. Por exemplo, no caso de “ α ” = 0,05 ou 5%, $z_{\alpha} = -1,65$. Podemos verificar, portanto, que esta fórmula nos dá a perda máxima, em reais, correspondente a um determinado nível de confiança, supondo que a distribuição da rentabilidade da carteira seja normal. Geralmente, no cálculo do VAR, os parâmetros dos ativos são calculados em base diária e, portanto, σ_c também corresponde à rentabilidade diária da carteira, e o resultado desta fórmula representa a perda máxima em um dia¹⁸.

A seguir um exemplo de cálculo do VAR¹⁹ no qual podemos considerar que o risco da carteira, estimado em base diária, é 0,015 = 1,5%, e que o valor da carteira em um dia determinado é de R\$ 100.000,00. Neste caso, o VAR correspondente a um nível de confiança de 95% ($z_{\alpha} = -1,65$) aparece a seguir.

$$\text{VAR}_{0,95} = -1,65 * 0,015 * \text{R\$ } 100.000,00 = -\text{R\$ } 2.475,00$$

¹⁸ PLANEJAMENTO ECONÔMICO. **Carteiras de Mínimo VAR (“Value at Risk”) no Brasil**. Março de 2006. Disponível em: < <http://www.planejamento.org>>. Acesso em: 25 out. 2007.

¹⁹ Idem.

Em resumo, a carteira acima teria 1 (uma) chance em 20 (vinte) de apresentar uma perda da ordem de R\$ 2.475,00.

2.3.2 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

O método Valor Presente Líquido (VPL) também chamado Valor Atual Líquido (VAL) é uma ferramenta matemática que permite fazer comparações entre investimentos através do cálculo do valor do dinheiro no tempo. Através dele é possível se determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Basicamente, é o cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estariam valendo atualmente.

BRIGHAM E HOUSTON (1999, p.383) definem o Método do Valor Presente Líquido como “método de ordenação de proposta pelo uso do VPL, que é igual ao valor presente dos fluxos de caixa futuros líquidos descontados ao custo marginal do capital”. Segundo estes o VPL está baseado nas técnicas de Fluxos de Caixa Descontados (FCD) que por sua vez estão fundamentadas nos conceitos de valor do dinheiro no tempo. O cálculo do VPL pode ser efetuado através das seguintes fórmulas:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Através desta fórmula o valor presente líquido para fluxos de caixa uniformes pode ser calculado, onde “ t ” é a quantidade de tempo (geralmente em anos) que o dinheiro foi investido no projeto, “ n ” a duração total do projeto e “ i ” o custo do capital e “ FC ” o fluxo de caixa naquele período.

Se a saída do caixa é apenas o investimento inicial, o VPL pode ser calculado através da fórmula abaixo.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - Investimento\ Inicial$$

Neste caso “ FC_t ” representa o somatório das receitas futuras, ou seja, os fluxos de caixa no tempo “t”, sendo $t = 1, 2, 3, \dots, n$; e “i” a taxa de juro da operação financeira ou a Taxa Interna de Retorno (TIR)²⁰ do projeto.

Por fim se o investimento em análise for composto por uma série de pagamentos de diferentes valores (porém serve também para fluxos iguais), o cálculo do VPL dá-se através da seguinte fórmula:

$$\text{VPL} = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n}$$

Onde: FC_0 - representa o investimento inicial;

$FC_{(1,2,\dots,n)}$ - representam pagamentos nos tempos 1, 2, ..., n;

i - é a taxa de juro da operação.

GITMAN (2001, p.302) nomeia o “ i ” (em algumas fórmulas é substituído por “ k ”) como sendo a taxa que se iguala ao custo de capital da empresa. Em outras palavras, é a taxa de rentabilidade suficiente para cobrir o custo de oportunidade que a empresa teria ao aplicar seus recursos nesse projeto ao invés, por exemplo, de aplicar esse valor numa poupança.

Após ser calculado o VPL através de uma das fórmulas apresentadas o analista de investimentos utilizará a seguinte lógica para a melhor escolha dentre as opções de investimentos disponíveis:

Se o **VPL > Zero**: significa que o investimento é economicamente viável ou atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas de caixa. Sendo assim essa opção de investimento garantiria o retorno do investimento, além é claro do retorno desejado sobre esse capital;

Se o **VPL = Zero**: o investimento é indiferente, pois o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor presente das saídas de caixa. Neste caso o projeto corre sério risco de se tornar inviável durante sua execução;

²⁰ A TIR é definida como sendo a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa esperadas de um projeto ao valor presente dos custos esperados do projeto (BRIGHAM e HOUSTON, 1999, p.384)

Se o **VPL < Zero**: indica que o investimento não é economicamente atrativo, ou seja, é inviável, uma vez que o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

O Método do Valor Presente Líquido é sem dúvida uma poderosa ferramenta para que os empresários decidam sobre fazer ou não um investimento, ou ainda, possam escolher dentre algumas opções de investimentos, aquela que lhes proporcionaria o melhor retorno sobre o capital investido.

2.3.3 Método de Monte Carlo

Monte Carlo é um método estatístico utilizado em simulações estocásticas com diversas aplicações em áreas como a física, matemática, biologia, economia, engenharias, etc.

O termo “Método de Monte Carlo” teve origem devido ao nome da cidade de Mônaco, no Mar Mediterrâneo, muito conhecida pelos seus cassinos. Esta técnica foi aplicada inicialmente pelo matemático John Von Neumann e seus colegas Stanislaw Ulam e Enrico Fermi, dentro do Projeto Manhattan, durante a Segunda Guerra Mundial, ocasião na qual teriam usado este método para estudar a difusão de nêutrons para o desenvolvimento da bomba atômica norte-americana (HAMMERSLEY e HANDSCOMB, 1964).

O método de Monte Carlo tem sido utilizado há bastante tempo como forma de obter aproximações numéricas de funções complexas. Tal método baseia-se na geração de observações de alguma distribuição de probabilidades e o uso da amostra obtida para aproximar a função de interesse. Uma definição comumente aceita para o Método Monte Carlo é dada por HAMMERSLEY e HANDSCOMB (1964), sendo “a parte da matemática experimental que está preocupada em experiências com números aleatórios”.

De acordo com BARROS (2005) há duas aplicações básicas do Método de Monte Carlo. Uma das aplicações é para avaliar a distribuição aleatória empírica de uma estatística. Uma segunda aplicação, e talvez a mais comum, é o uso do Método de Monte Carlo para estudar os efeitos de violar suposições que estão por trás de algumas estatísticas.

Ainda de acordo com BARROS (2005) é necessário seguir três passos para se executar o Método Monte Carlo. O primeiro passo envolve o estabelecimento da (s) população (ões) de interesse. Estas populações devem apresentar certos parâmetros (por

exemplo, a média, o desvio padrão, moda, etc.) e podem apresentar vários comportamentos (por exemplo, Normal, Exponencial, Uniforme, etc.).

O segundo passo para executar o Método de Monte Carlo é obter amostras aleatórias da (s) população (ões), e calcular a estatística de interesse. O meio de se obter a amostra aleatória é através de uma seqüência de números aleatórios.

Por fim, o terceiro passo para a execução do Método de Monte Carlo é criar a distribuição de freqüência da estatística de interesse. Esta distribuição de freqüência é freqüentemente chamada de distribuição aleatória empírica, e pode ser comparada com a distribuição aleatória teórica apropriada. Para fazer isto, deve-se comparar o comportamento da distribuição aleatória empírica com a distribuição aleatória teórica da estatística.

De acordo com COSTA e AZEVEDO (1996, p.100):

O Método de Monte Carlo é uma técnica de amostragem artificial empregada para operar numericamente sistemas complexos que tenham componentes aleatórios. Trata-se de uma ferramenta importantíssima de pesquisa e planejamento que vem sendo cada vez mais utilizado devido ao constante aperfeiçoamento dos computadores, com sua grande velocidade de cálculo, poder de armazenar dados e capacidade de tomar decisões lógicas. Essa metodologia, incorporada a modelos de Finanças, fornece como resultado aproximações para as distribuições de probabilidade dos parâmetros que estão sendo estudados. São realizadas diversas simulações onde, em cada uma delas, são gerados valores aleatórios para o conjunto de variáveis de entrada e parâmetros do modelo que estão sujeitos à incerteza. Tais valores aleatórios gerados seguem distribuições de probabilidade específicas que devem ser identificadas ou estimadas previamente. O conjunto de resultados produzidos ao longo de todas as simulações..., poderão ser analisados estatisticamente e fornecer resultados em termos de probabilidade. Essas informações serão úteis na avaliação da dispersão total das predições do modelo causada pelo efeito combinado das incertezas dos dados de entrada e na avaliação das probabilidades de serem violados os padrões das projeções financeiras.

Atualmente com a introdução da informática, pode-se facilmente obter a quantidade de números aleatórios necessários a uma simulação através de planilhas eletrônicas (a exemplo do Microsoft EXCEL 5 ou superior) dotada de linguagem de programação que permite a geração automática dos resultados (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.62).

Na seqüência será apresentada uma síntese do exemplo criado pelos autores acima citados sobre a utilização do Método de Monte Carlo:

Uma tradicional fabricante de refrigerantes, já estabelecida há mais de 50 anos, estuda a viabilidade para a implantação de uma nova fábrica de refrigerantes nos sabores cola, limão e laranja. De acordo com os seus estudos este novo empreendimento requer

investimentos de \$ 900.000,00 e poderia apresentar uma vida útil de 20 anos, com valor residual considerado desprezível (suposto nulo) ao fim do período.

Em função do histórico da empresa, as estimativas para esse novo empreendimento indicam que suas vendas e preços possíveis (expressos em moeda forte, desprezando efeitos inflacionários) de serem praticados podem ser representados pelas distribuições de probabilidade apresentadas a seguir.

- Preços a serem praticados: Supondo uma distribuição discreta dos preços unitários conforme tabela 2.

Tabela 2 - Distribuição discreta dos preços unitários

Preço \$	Refrigerante		
	Cola	Limão	Laranja
20	12%	10%	30%
30	63%	60%	45%
40	25%	30%	25%
Total	100%	100%	100%

Fonte: (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.71)

- Vendas de produtos: Supondo uma distribuição normal, com previsão de vendas em unidades conforme tabela 3:

Tabela 3 – Previsão das vendas de refrigerante por sabor (em unidades)

	Cola	Limão	Laranja
μ	16.000	8.000	6.500
σ	1.500	4.000	3.200

Fonte: (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.71)

- Custos variáveis: supostos e iguais a 60% das vendas.
- Despesas Fixas: supostamente fixas e iguais a \$172.000,00 por ano.
- Custo de Capital: pré-determinado em 14% aa.
- Imposto de Renda: com uma suposta alíquota de 35%.
- Depreciação: supostamente igual a \$45.000,00 a.a. (linear para os 20 anos, $\$45.000 = \$900.000/20$).

O valor disponível para a empresa poderia ser representado pelo Fluxo de Caixa Livre, resultante do Lucro Operacional após recolhimento dos Impostos somados a Depreciação (já que esta reduz o valor do imposto a ser paga, mas fica disponível para distribuição). De acordo com as premissas acima, seria possível a montagem, então, de uma planilha em Excel para o cálculo da distribuição do Valor Presente Líquido (VPL).

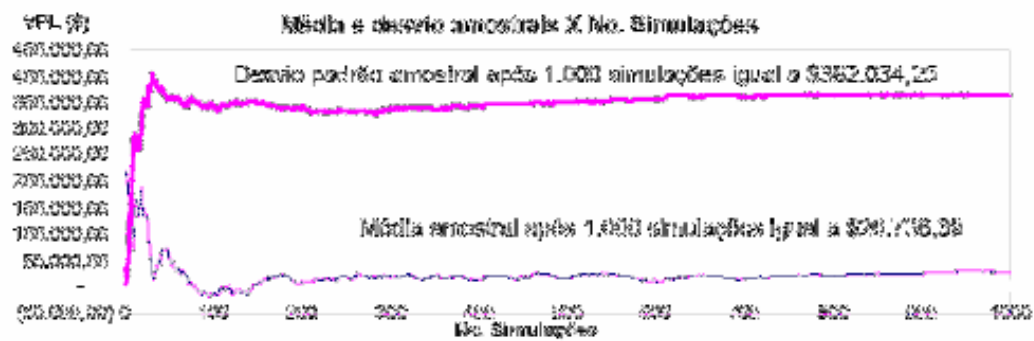
Tabela 4 – Valor financeiros dada a previsão de vendas

RECEITAS	\$911.460,00
Quantidade de Cola	\$17.831,00
Preço de Cola	\$40,00
Receita de Cola	\$713.240,00
Quantidade de Limão	\$6.584,00
Preço de Limão	\$20,00
Receita de Limão	\$131.680,00
Quantidade de Laranja	\$2.218,00
Preço de Laranja	\$30,00
Receita de Laranja	\$66.540,00
Custos	(\$546.876,00)
Depreciação	(\$45.000,00)
Despesas	(\$172.000,00)
Lucro Operacional	\$147.584,00
Imposto de Renda	(\$51.654,40)
Lucro Líquido	\$95.929,60
Depreciação	\$45.000,00
FCL	\$140.929,60
k	14,00%
Valor Presente do Investimento	\$933.395,14
Investimento	\$900.000,00

Fonte: Adaptação do autor, baseado em: (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.72)

Cada um destes valores de VPL isoladamente pouca utilidade representam, já que constituem estimativas pontuais. Entretanto, o Teorema do Limite Central nos revela que para n maior, a média e o desvio padrão amostrais convergem para a média e desvio populacionais. Sendo assim, construindo um gráfico da média e do desvio obtido *versus* número de simulações verifica-se uma estabilização dos valores da média e do risco do projeto.

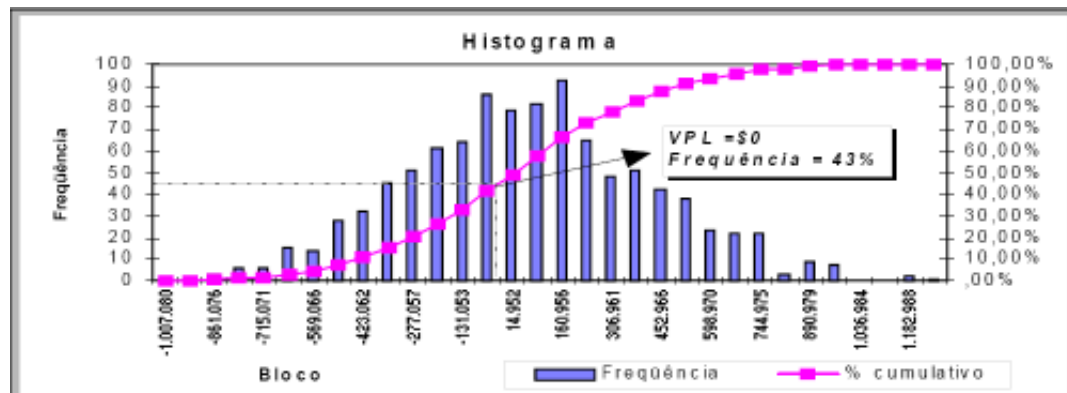
Gráfico 1 – Média e desvio amostral X n° de Simulações



Fonte: (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.72)

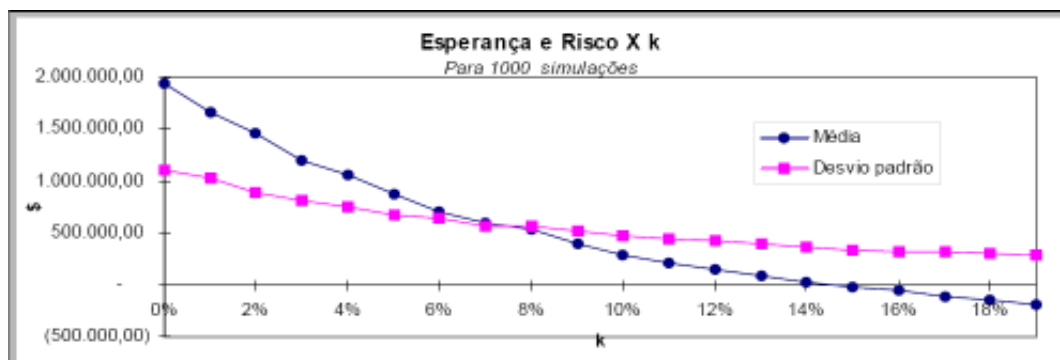
Através da representação gráfica é possível constatar que a medida que o número de simulações aumenta, ocorre uma estabilização dos resultados (expressos pela média e pelo desvio padrão dos valores do VPL). Pelo gráfico percebe-se que o risco do projeto é muito maior que a média. O histograma das 1.000 simulações resulta em:

Gráfico 2 – Histograma da Média e do desvio Padrão do VPL



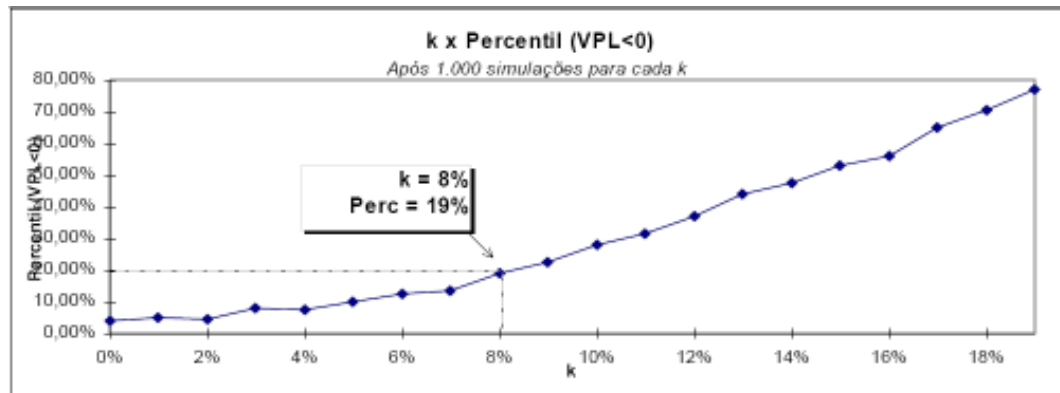
Fonte: (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.73)

A proporção de VPL's menores ou iguais a 0 (zero) foi de 43%. Portanto, teríamos apenas cerca de 57% de chance de ter um VPL estritamente positivo. Logo, sob estas condições não seria razoável recomendar a aceitação do projeto. De acordo com as proposições do exemplo, o projeto apresenta uma taxa de desconto fixa igual a 14% a.a.. De forma complementar e usando o Método de Monte Carlo pode-se analisar o comportamento da média e desvio padrão dos VPL's para outros níveis de taxas de desconto.

Gráfico 3 – Esperança e Risco *Versus* K 

Fonte: (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.73)

Sendo assim, se a empresa assumisse como razoável a tomada da decisão de investimento em um nível de confiança igual ou superior a 80%, expresso através do percentil para VPL's menores que zero, após 1.000 simulações para cada k , inferior a 20%, pode-se estimar que o custo de capital correspondente, conforme gráfico a seguir, seria em torno de 8% a.a.. Portanto, para k inferior a 8% o projeto poderia ser aceito.

Gráfico 4 – K versus Percentil (VPL<0)

Fonte: (BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA, 1998, p.74)

De acordo com BRUNI, FAMÁ e SIQUEIRA (1998, p.72) o exemplo por eles criado e apresentado aqui, baseia-se no Método de Monte Carlo e utiliza a planilha eletrônica MS-Excel, representa uma poderosa ferramenta para a avaliação dos riscos relativos aos fluxos de caixa do projeto em análise.

2.3.4 Instrumentos Derivativos

De acordo com SILVA NETO (1998) uma tarefa difícil é definir “derivativo”. Segundo ele pelo fato de existirem tantas definições e que nenhuma delas é eficiente ou atende ao objetivo de se compreender o que está por trás desse termo.

Para defini-lo de forma abrangente pode-se dizer que são “contratos firmados entre partes, com o objetivo de trocar o valor, e somente o valor, de ativos, índices ou até mesmo *commodities* (agrícolas, minerais, etc.)” (SILVA NETO, 1998).

Já o *Global Derivatives Study Group* (grupo de estudos no âmbito do G30) define derivativos como sendo “ em termos gerais, um contrato bilateral ou um acordo de troca de pagamentos cujo valor deriva, como seu nome indica, do valor de um ativo ou objeto referenciado em uma taxa ou índice. Atualmente transações com derivativos cobrem vários tipos de ‘ativos objetos’ como taxa de juros, câmbio, valor de mercadorias e outros índices” (SILVA NETO, 1998).

HULL (1996) diz que os derivativos “podem ser definidos como os títulos cujos valores dependem de outras variáveis mais básicas” podendo essas ser títulos (ações) ou outros ativos (café ou energia elétrica).

Os derivativos são instrumentos financeiros que permitem que os riscos de transações comerciais/financeiras possam ser transferidos ou divididos entre os interessados, melhorando dessa forma o fluxo de transações comerciais. Segundo ele os primeiros contratos do tipo futuro, negociados em bolsa, foram celebrados por volta de 1848 na *Chicago Board of Trade* – CBOT e eram conhecidos como *to arrive* (mercadoria a entregar).

O choque do petróleo em 1973 que resultou numa grande volatilidade dos preços, fez emergir a necessidade de se estabelecer contratos de longo prazo para fornecimento, dando um grande impulso ao desenvolvimento de derivativos, os quais poderiam ajudar as empresas a conduzir seus negócios e a referenciar a projeção de custos e de receitas (SILVA FILHO, 2001).

Sob o ponto de vista institucional, este autor destaca que os mercados derivativos permitem que o governo exerça uma política de preços transparente para os ativos em que estiver interessado ou nos quais a fixação de preços seja uma necessidade (como agrícolas). Nesse sentido os derivativos podem contribuir para melhorar a eficiência dos mercados e o bem-estar social.

As principais vantagens dos mercados derivativos listadas por SILVA FILHO (2001) baseadas em FORBES (1994) são:

- O mercado define um valor uniforme para os ativos transacionados, dando a todos os participantes do mercado uma informação idêntica. Mesmo com as rápidas e contínuas alterações nos preços dos ativos nos mercados derivativos, a constante interação de compradores e vendedores num mercado aberto e com escala mundial permite uma avaliação em qualquer momento de qualquer ativo transacionado;

- Possibilita operações de *hedging*²¹, as quais visam proteger os participantes do mercado que não queiram se expor à oscilações de preços de ativos;

- Os mercados derivativos são fruto da necessidade de instrumentos que facilitem a comercialização dos ativos. Eles permitem que produtores e compradores utilizem mecanismos de *hedging*, transferindo os riscos da variação nos preços para aqueles que se disponham a assumi-los. A negociação hoje de ativos que poderão ser (mas não necessariamente serão) utilizados no futuro possibilita a participação de outros investidores, que não somente produtores e consumidores que provêm os recursos para financiar este intervalo de tempo;

- Os mercados derivativos proporcionam um lugar para a aplicação de capital de risco, dando aos especuladores uma função primordial na qual eles fornecem o capital indispensável à absorção das mudanças de preços dos ativos transacionados;

- Ao fazer a opção de *hedging* os comercializadores de um Ativo podem operar com custos mais baixos, transferindo este benefício para os clientes finais, diminuindo o preço do ativo para o público em geral;

- As taxas de financiamentos dos estoques podem ser menores, uma vez que os emprestadores estarão expostos a menos riscos por parte daqueles que possuem operações de *hedging*.

Já como principais características dos mercados derivativos SILVA FILHO (2001) destaca:

- Os mercados derivativos existem para facilitar a transferência de riscos e a apuração de preços de ativos;

- Os contratos derivativos permitem um alto grau de alavancagem, tendo em vista o pequeno valor inicial da operação, representado pela margem inicial depositada;

²¹ *Hedging* é um termo em inglês que designa a prática de *hedge*. Ou seja, a prática de utilizar mecanismos para se resguardar das flutuações dos preços das *commodities*.

- As *commodities* e outros ativos transacionados nos mercados derivativos não têm um volume de oferta conhecido a cada ano ou época, muitas vezes dependendo de fatores naturais para tal; As alterações de preços nos mercados derivativos estão sujeitas a variações muito mais rápidas do que em outros mercados, que são amplificadas pela alavancagem de capital que a pequena margem inicial proporciona;
- A vida útil de um contrato derivativo é limitada, a sua prorrogação depende de novas operações de compra ou venda no mercado, implicando em um acompanhamento mais intenso do mercado por parte dos investidores e corretores; Nos mercados derivativos há sempre um vendedor a descoberto para cada comprador a descoberto;
- Nos contratos derivativos são determinados limites de preço e de posição, fazendo com que os preços praticados somente possam oscilar dentro de parâmetros estabelecidos, havendo também limitações sobre o número de contratos que um corretor ou investidor pode manter; Não existe uma limitação sobre o número de contratos derivativos sobre um dado ativo que pode ser efetuado.

Nos mercados derivativos pode-se verificar a presença de vários participantes. Podem ser listados as autoridades institucionais, as bolsas de valores, as câmaras de compensação, os intermediários, os *hedger's* e os especuladores. Os primeiros têm a função de promoção e proteção do mercado e os dois últimos são os participantes fundamentais, para os quais está montada toda a estrutura do mercado derivativo (SILVA FILHO, 2001).

Segundo MONTANO (2004), os participantes que atuam no mercado de derivativos são três: os *hedger's*, os especuladores e os arbitradores. Para este, “aquele que se protege utilizando um ou mais tipos de contratos de derivativos com o objetivo de reduzir seus riscos e, conseqüentemente, estabilizar seu fluxo de caixa é chamado *hedger*”. Uma suposta empresa produtora de petróleo que, com o objetivo de se proteger das oscilações do preço de seu produto, assuma uma posição ‘vendida’ no mercado futuro de petróleo estará exercendo a função de *hedger*. Da mesma forma será considerada uma refinaria que assuma uma posição comprada nesse mesmo mercado futuro.

De modo geral os *hedger's* são os agentes que não estão dispostos a correr riscos, porém existem agentes que estão dispostos a correr os riscos em troca de lucro, são os especuladores. De acordo com SILVA NETO (1998) pode-se definir especulador com “a pessoa ou a empresa cuja atividade principal não está relacionada com o bem objeto do contrato derivativo e que assume posições no mercado para obter a exposição ao risco de oscilação de preços. O especulador assume hoje risco de perdas futuras na esperança de

auferir ganhos futuros”. O termo especulador é geralmente visto de forma negativa, porém, é um agente importantíssimo para o mercado de derivativos por proporcionar liquidez e restringir a volatilidade pós-preços.

Outro importante agente deste mercado é o ‘arbitrador’ que pode ser definido como “o participante que, assumindo muito pouco risco, opera em mais de um mercado simultaneamente para se valer de distorções de preços relativos”. São responsáveis pelo estabelecimento de preços futuros e pela manutenção de uma relação entre preços futuros e a vista (SILVA NETO, 1998).

Geralmente a atuação de arbitadores faz com que os preços retornem à sua formação normal, pois eles operam tanto num mercado quanto noutro, vendendo uma modalidade mais cara e comprando uma mais barata, equilibrando dessa forma as forças de oferta e demanda nos respectivos mercados (MONTANO, 2004).

Normalmente os arbitadores são grandes bancos que possuem uma fonte de financiamento barato, ou são grandes empresas que trabalham com o produto objeto do derivativo e que possuem facilidade de negociar este no mercado a vista (SILVA NETO, 1998).

Os contratos derivativos podem ser divididos em quatro principais grupos, como se observa a seguir:

Contrato a termo

O contrato a termo ou *forward contract* é o tipo mais simples de derivativo. Trata-se de um acordo de compra e venda de um ativo em determinada data futura, podendo este ser liquidado de forma física (entrega do ativo objeto) ou financeiramente (pagando em dinheiro o preço de entrega do ativo objeto).

Este tipo de contrato não é negociado em bolsa, são acordos particulares firmados entre instituições financeiras, também conhecidos como contratos de balcão. O preço especificado num contrato a termo é denominado “preço de entrega” (ARFUX, 2004).

Contrato futuro

Pode-se dizer que o contrato futuro é uma modernização do contrato a termo. Apesar de serem muito parecidos, os contratos futuros vieram para solucionar alguns problemas de liquidação existentes nos contratos a termo. Definidos por MONTANO

(2004) como sendo “uma operação de compra e venda de uma determinada quantidade de um ativo padronizado, por um preço pré-determinado, para liquidação em uma data futura”, os contratos futuros, diferentemente dos contratos a termo, são firmados entre compradores e vendedores em uma Bolsa de Mercadorias.

Outra importante diferença entre esses tipos de contratos é que, ao firmarem contratos futuros (em bolsas), compradores e vendedores não ficam atrelados uns aos outros. Uma vez efetuada a operação, suas posições podem ser transferidas para terceiros, caracterizando estes como contratos transferíveis e tal mercado como de boa liquidez (MONTANO, 2004).

Em contratos futuros de determinada *commodity*, o preço acordado entre as partes é denominado “preço futuro”. Existe um ajuste diário no preço futuro e este não é acertado diretamente entre corretor e cliente. Os valores referentes à variações no preço do ativo devem ser pagos à bolsa, que transfere à contraparte beneficiada. Também existem limites diários para tais variações do preço futuro. Essa limitação visa prevenir excesso de especulação no mercado (ARFUX, 2004).

Contrato de Opção

O contrato de opção, ou simplesmente opção, é um instrumento que dá a seu titular, ou comprador, um direito futuro sobre algo, mas não uma obrigação; e a seu vendedor, uma obrigação futura, caso solicitado pelo comprador da opção (SILVA NETO, 1998, p. 87).

Como explica Hull (1996, p.177):

As opções são fundamentalmente diferentes dos contratos futuros e a termo. Uma opção dá a seu titular o direito de fazer algo, sem obrigá-lo a exercer tal direito, diferentemente dos contratos futuros e a termo, em que as duas partes se comprometem a fazer algo. Com exceção dos depósitos de margem, não há custo para realizar um contrato futuro ou a termo, ao passo que a compra de uma opção requer um pagamento antecipado.

Esse tipo de contrato pode ser realizado em bolsa ou diretamente entre as partes, sem a participação de intermediários.

Existem dois tipos de opções, a opção de compra (*call*) e a opção de venda (*put*). Porém existem quatro possibilidades de negociação: compra de *call*, venda de *call*, compra de *put* e venda de *put*. O vendedor de um contrato de opção é chamado “lançador” e o comprador é denominado “titular”. A opção de compra *call* dá ao seu titular, mediante o

pagamento de um prêmio, o direito, mas não a obrigação de comprar um ativo em uma data futura por preço definido. Na opção de venda *put* o titular tem o direito, mas não a obrigação de vender um ativo em certa data por determinado preço. O privilégio desta escolha é concedido mediante o pagamento de um valor antecipado (prêmio da opção), que serve para remunerar o lançador da opção ao risco de variação no preço do ativo (ARFUX, 2004, p.27).

O preço especificado no contrato é conhecido como “preço de exercício”. As opções podem ser ainda do tipo americano ou europeu. Opções americanas permitem o exercício do direito de compra ou de venda em qualquer momento, até a data de seu vencimento. Por outro lado, opções do tipo européias permitem o exercício do direito somente na data de vencimento do contrato. Segundo HULL (1996, p. 178) a maioria das opções negociadas em bolsa são do estilo americano. Entretanto, as opções do tipo europeu são mais fáceis de analisar do que as americanas.

Swap

“*Swap* é um contrato de derivativo por meio do qual as partes trocam o fluxo financeiro de uma operação sem trocar o principal” (SILVA NETO, 1998, p. 70). Em outras palavras “ os *swaps* são acordos privados entre duas empresas para a troca futura de fluxos de caixa, respeitada uma fórmula preestabelecida, e podem ser considerados carteiras de contratos a termo” (HULL, 1996, p. 151).

Segundo SILVA NETO (1998) os *swaps* foram criados na Europa, na década de 1970, quando empresas e bancos necessitavam trocar seus fluxos de caixa remunerados a uma taxa pré-fixada por uma pós-fixada. Daí o nome *swap*, que no inglês britânico tem sentido de troca ou permuta.

Existem vários tipos de *swaps*, sendo os mais comuns os *swaps* de taxa de juros, *swaps* de câmbio, *swaps* de *commodities*, entre outros.

O tipo mais comum de swap envolve a troca de fluxos de caixa, no qual A concorda em pagar fluxos de caixa indexados a juros prefixados sobre um principal teórico por um determinado prazo a B. Simultaneamente, B concorda em pagar a A a taxa flutuante sobre o mesmo valor teórico durante o mesmo período de tempo. O que ocorre, nesse caso, é a troca de uma taxa fixa por uma taxa flutuante, que para cada empresa atenderia sua necessidade naquele momento e permitiria que cada uma usufruisse da vantagem que possui para tomar empréstimo, no caso de A a taxa prefixada, e no caso de B a taxa flutuante, sendo que no final A pagaria uma taxa flutuante e B pagaria uma taxa prefixada (SILVA FILHO, 2001, p.90).

Numa transação envolvendo *swap*, uma das partes concorda em pagar à outra a diferença entre as taxas pactuadas. Não ocorre troca de ativos físicos, derivando dessa forma dois mercados distintos, um para a *commoditie* e outro para a formação de preços (SILVA FILHO, 2001, p.90).

CAPÍTULO III – TIPOS DE RISCOS NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

3.1 Considerações gerais

Com a responsabilidade de realizar um estudo sobre a situação e sugerir as mudanças necessárias para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, a Coopers & Lybrand elaborou e publicou seus estudos, como por exemplo, o Relatório Consolidado Etapa IV – 1 (COOPERS & LYBRAND, 1997), que pôde ser utilizado aqui como texto base para a classificação de riscos.

O início dos estudos sobre os riscos incorridos pelas empresas que compõem o Setor Elétrico Brasileiro (SIN) tornou-se necessário imediatamente à desverticalização das empresas estatais, sugerida como solução à falta de investimentos em modernização e aumento da capacidade sistêmica.

Através da separação dos seguimentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, os ativos de geração puderam ser privatizados, transferindo a responsabilidade de investimento aos agentes privados, além de manter o sistema de transmissão e distribuição sob domínio do Estado, uma vez que esses são considerados monopólios naturais. Com a entrada de agentes de caráter privado, criou-se um novo padrão concorrencial ao setor, levando as empresas a buscarem formas de identificar, quantificar e tratar os riscos relativos ao seu seguimento. A adoção de métodos eficientes poderia então garantir os retornos esperados para o capital investido.

A Coopers & Lybrand sugere a seguinte classificação de riscos a serem observados pelos agentes econômicos:

Risco de projeto: riscos decorrentes da natureza de projetos específicos;

Risco de mercado: riscos decorrentes da empresa em questão e da natureza do mercado em que opera;

Risco financeiro: riscos decorrentes da maneira como os projetos são financiados;

Risco político: riscos provenientes da possibilidade de ações adversas por parte do Governo do país; categoria que pode incluir riscos de guerras ou distúrbios civis.

Risco Regulatório: decorrente de mudanças na estrutura dos órgãos de regulação do setor elétrico, ou ainda, mudanças nas leis de regulação

provenientes de inovações tecnológicas ou características técnicas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os agentes que estariam sujeitos a tais riscos, ou a pelo menos uma dessas categorias são os participantes das empresas que compõem a cadeia de suprimento de energia elétrica, incluindo assim, empresas de geração, transmissão e distribuição/varejo; os consumidores de energia elétrica; as companhias de seguros; as empreiteiras e os governos.

De acordo com a classificação feita pela Coopers & Lybrand, baseada em experiências internacionais, as categorias de riscos deverão ser alocadas para cada nível da cadeia de produção da energia elétrica, ou seja, a geração, transmissão, distribuição/varejo. Apresentam-se inicialmente os riscos aos quais podem estar sujeitas as empresas interessadas em ingressar ou que já participem do setor de geração de energia elétrica no Brasil. Na seqüência são apresentados os riscos relativos aos seguimentos de transmissão e distribuição/varejo de energia elétrica, respectivamente.

3.2 Riscos relativos à geração de energia elétrica

Os principais riscos inerentes a geração de eletricidade são definidos como seguem:

3.2.1 - Risco de Projeto

a) risco de estouro de orçamento: trata-se do risco de que o custo de construção do empreendimento exceda o custo estimado. É mais freqüente em empreendimentos hidrelétricos devido à incerteza geotécnica e as dificuldades de administração de contrato de construção de longo prazo. Como alternativa a esse problema os consultores da Coopers & Lybrand recomendam que haja um Agente Financeiro Setorial (AFS) capaz de oferecer financiamento aos agentes, para que esses possam elaborar rigorosos estudos de viabilidade dos novos projetos, além de compartilhar com os novos empreendedores parte desse risco.

b) risco de conclusão: é o risco de que o prazo para conclusão da obra não seja respeitado, o que poderia ocasionar perdas de receitas. Este também é um risco mais significativo nos empreendimentos hidrelétricos do que termelétricos. Como forma de

alocação e redução dessa subclasse de risco a Coopers & Lybrand recomenda os mesmos elementos ideais ao risco de estouro de orçamento.

c) risco de reassentamento de populações: está relacionado ao custo de deslocamento da população residente na área a ser inundada, em decorrência de um empreendimento hidrelétrico. Nesse caso é recomendado que o processo de reassentamento das populações seja previamente acertado entre o empreendedor e o Governo, e que na hipótese do aumento ou do surgimento de novos custos, caberia ao AFS o financiamento dessas despesas.

d) risco ambiental: risco incorrido pela possibilidade de que o projeto sofra oposição de grupos ambientalistas nacionais ou internacionais e/ou exija custos de mitigação superiores aos previstos. Segundo o relatório, custos ambientais não são facilmente estimados, tendo em vista que a legislação ambiental brasileira nem sempre é clara, ou ainda, devido à possibilidade de alterações nas leis. A recomendação para essa subclasse é de que o AFS ofereça garantias aos empreendedores contra tais alterações, além de se comprometer em comprar, a preço de custo, os ativos de um empreendimento hidrelétrico cuja construção seja interrompida por um período pré-determinado devido a conflitos legais ou oposição ambiental.

e) risco de custos operacionais: deriva da possibilidade de que os custos operacionais e/ou de manutenção excedam as estimativas. Neste pode ser incluída a possibilidade de não ser alcançada a eficiência térmica ideal, o que leva a um maior consumo de combustível nas usinas termelétricas. Esse risco deve ser gerenciado pelo próprio operador do empreendimento.

f) risco de disponibilidade mecânica: trata-se da possibilidade do empreendimento não atender as metas de oferta ou disponibilidade para os quais foi construído, devido ao mau desempenho dos equipamentos instalados. Cabe ao operador o gerenciamento desse risco.

g) risco de disponibilidade hidrológica: é o risco de que a precipitação não seja suficiente para permitir que a usina hidrelétrica atenda às metas estimadas de geração de energia. Neste caso podem existir cláusulas contratuais compartilhando esse risco entre os membros do setor.

h) risco de otimização hidrológica: trata-se do risco de que para a otimização do sistema, um gerador tenha que operar a um nível diferente daquele previsto, mesmo havendo volume suficiente nos reservatórios. Neste caso poderiam existir cláusulas nos contratos iniciais que permitam o repasse dos custos da suboperação aos preços.

i) risco de suprimento de combustível: possibilidade de que uma usina termelétrica não seja capaz de obter o combustível necessário à sua operação. Esse risco deve ser repassado ao fornecedor do combustível através de cláusulas contratuais.

j) risco de preço de combustível: trata-se da possibilidade de que o custo do combustível da termelétrica torne-se superior ao previsto. Este tipo de risco foi muito enfatizado no Brasil, no momento da implantação de unidades termelétricas à gás natural boliviano. Sendo o fornecedor do combustível estrangeiro, poderá ser acrescido ainda o risco adicional de câmbio. Para isso poderia ser permitido o repasse desses custos aos preços finais.

3.2.2 - Risco de Mercado

a) risco de receita: refere-se ao risco de que as estimativas de preços e demandas, feitas durante a avaliação financeira do empreendimento, mostrem-se excessivamente otimistas, não alcançando assim valores desejados. A forma de minimizar esse risco é através da obtenção de contratos de venda de energia de longo prazo, antes mesmo da implantação do empreendimento. Trata-se da garantia de um fluxo de caixa de longo prazo.

b) risco tecnológico: é o risco de que durante as fases de implantação ou no período de operação de uma usina geradora, surjam novas tecnologias capazes de reduzir os custos de produção/operação, o que poderia prejudicar a comercialização da energia elétrica gerada por aquela usina construída sob tecnologia “antiga”. Para esse caso é sugerido a aplicação de uma taxa de desconto aos fluxos de caixa projetados, o que significaria atribuir um menor peso aos fluxos de caixa dos anos futuros, reduzindo assim o risco tecnológico.

c) risco de crédito: esse decorre da possibilidade de não pagamento das empresas de distribuição/varejo pela energia recebida. Fica a cargo dos agentes de geração a criação de cláusulas nos contratos com distribuidoras oferecendo as garantias de pagamento.

3.2.3 - Risco Financeiro:

a) De taxas de juros: diretamente relacionado às taxas de juros do mercado, seja na obtenção de financiamentos ou nas demais negociações financeiras que as empresas de geração venham a participar. Empréstimos estão disponíveis a taxas de juros fixas ou

variáveis. No caso das últimas existem instrumentos financeiros como os “*swaps* de taxa de juro” que permitem ao empreendedor fazer *hedge* contra o risco de altas taxas de juros;

b) De indisponibilidade de financiamentos: deriva da possibilidade de escassez na oferta de crédito ou de prazos desejados pelo mercado financeiro. O estudo da Cooper & Lybrand destaca a dificuldade que alguns empreendedores podem encontrar, principalmente em projetos hidrelétricos, de conseguir financiamentos equivalentes à longa vida econômica destes. Destaca-se então a possibilidade de refinanciamento de uma usina alguns anos após sua entrada em operação, podendo ainda ser empregada uma garantia parcial de crédito junto ao Banco Mundial;

c) Risco de câmbio: possibilidade de variações indesejadas na relação R\$/US\$ (Real/Dólar Americano), ou que poderia onerar o pagamento de financiamentos externos, obtenção de novos créditos ou compra de combustíveis. O risco cambial também possui um forte caráter político, uma vez que o câmbio é regulado politicamente, mas preferiu-se defini-lo como predominantemente financeiro.

3.2.4 - Risco Político:

a) Risco de não cumprimento das obrigações contratuais por parte do Governo: nesse caso é colocado, por exemplo, a possibilidade de que o Governo não implemente as reformas setoriais apresentadas na documentação de editais de licitação para concessões de serviços de geração;

b) Capacidade de aplicação dos contratos: trata-se do risco de que os contratos não sejam juridicamente aplicáveis;

c) Inconvertibilidade da moeda: é o risco enfrentado por investidores internacionais de que sejam impostas restrições ao câmbio, de modo que a moeda nacional não possa mais ser convertida em suas próprias moedas, impossibilitando a repatriação dos ganhos.

Como forma de redução dos riscos políticos fica evidente a necessidade de clareza nas negociações entre os Governos e agentes do setor, demonstrando consistência nos objetivos e definindo regras que possibilitem os investimentos que o setor de geração de energia elétrica brasileiro necessita. Cabe ressaltar também a importância da existência de garantias por parte de fontes estabelecidas como o Banco Mundial e os Órgãos de Crédito à Exportação.

3.2.5 Risco Regulatório

O risco regulatório está ligado à qualquer ação por parte dos governos no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos. Podem se apresentar através de alterações nos arranjos políticos e institucionais. Dentro de um modelo setorial regulado como é o caso do SEB, esse risco está ligado principalmente à probabilidade de mudanças nas regras e legislação dos órgãos controladores do setor, gerando incertezas aos atuais agentes e aos novos empreendimentos de geração de energia elétrica.

Outros fatores podem ainda serem listados, são eles:

- a) Risco de não cumprimento das obrigações contratuais por parte do Governo;
- b) Incapacidade de aplicação dos contratos;
- c) Inconvertibilidade da moeda.

3.3 Riscos relativos à transmissão de energia elétrica

3.3.1 Risco de Projeto

- a) Estouro de orçamento na construção de novos empreendimentos;
- b) Ausência de direito de passagem e outras permissões para novos projetos. Cabe ao Governo que concedeu o serviço de transmissão garantir a implementação do projeto.
- c) Estouro de orçamento de operação e manutenção. Fica a cargo do operador dos ativos administrar esse risco.
- d) Disponibilidade das linhas e demais equipamentos abaixo das metas estabelecidas. Cabe ao operador da linha administrar tal.
- e) Eficácia do sistema, principalmente as perdas causadas pelo mesmo. As perdas são administradas pelo AFS e repassadas aos consumidores.

3.3.2 Risco de Mercado

a) Risco de demanda: refere-se à inexistência de contratos entre geradoras e distribuidoras de energia, não havendo dessa forma energia a ser transmitida através das linhas. Atualmente o Operador Nacional do Sistema (O.N.S.) que controla em tempo real o

Sistema Interligado Nacional garante aos agentes de transmissão uma receita mínima, independentemente do fluxo de potência transmitido, baseada em disponibilidade dos ativos (linhas de transmissão e subestações) e que vai sendo reduzida de acordo com as indisponibilidades apresentadas pelos mesmos.

b) Risco de crédito: essa categoria inclui o risco de não recebimento pelos serviços prestados de transmissão e/ou disponibilidade das linhas de transmissão. Conforme citado anteriormente, o O.N.S. garante a receita da empresa transmissora de energia.

3.3.3 Risco Financeiro

- a) Risco de taxa de juros;
- b) Risco de indisponibilidade de recursos;
- c) Risco de taxa de câmbio.

As soluções possíveis para minimizar tais riscos são as mesmas descritas para os riscos financeiros do segmento de geração.

3.3.4 Riscos políticos e regulamentares

Estes riscos abrangem alterações nos arranjos institucionais. Aqui estão inseridos os mesmos riscos destacados para o setor de geração, além de poderem ser utilizadas as mesmas formas para minimizá-los.

- a) Risco de não cumprimento das obrigações contratuais por parte do Governo;
- b) Capacidade de aplicação dos contratos;
- c) Inconvertibilidade da moeda.

3.4 Riscos relativos à distribuição/varejo de energia elétrica

3.4.1 Risco de Projeto

- a) Na construção de novas linhas e conexões

- b) De operação e manutenção das redes;
- c) Relativos à eficiência das redes de distribuição, em termos de disponibilidade e desligamentos, de sistemas e procedimentos, de falhas e atendimento aos clientes;
- d) Risco de perdas em suas redes, tanto técnicas como comerciais

3.4.2 Riscos de Mercado

- a) Decorrentes às incertezas quanto ao número de consumidores cativos;
- b) Relativos à incerteza de consumo de energia elétrica;
- c) Inadimplência por parte dos consumidores finais;
- d) Decorrente da incerteza ligada ao grau em que seus concorrentes buscam manter seus consumidores não cativos;
- e) Decorrente de incertezas ligadas aos custos de geração obtida no mercado *spot* ou através de contratos.

Cabe aos operadores dos sistemas de distribuição/varejo administrar tais riscos.

3.4.3 Riscos Políticos e Regulamentares

- a) Risco regulamentar decorrente de regulamentação de preços de distribuição e varejo;
- b) Risco político decorrente da possibilidade de interferência governamental na fixação de preços.

CAPÍTULO IV – MODELOS DE AVALIAÇÃO DOS RISCOS NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

4.1 Tratamento dos riscos relativos à geração de energia elétrica

O novo modelo do SEB trouxe maior competitividade nos segmentos de geração e de comercialização de energia através da entrada de agentes privados, tanto em virtude das privatizações como devido à corrida pela concessão dos novos empreendimentos. Essa concorrência, aliada a experiência internacional de muitos desses agentes e em virtude do ambiente fortemente regulado, fez com que as técnicas de avaliação de investimentos e os métodos de tratamento de risco se tornassem indispensáveis à maximização dos resultados.

A reestruturação do setor elétrico a partir de 1995 alterou fundamentalmente o funcionamento e a estrutura do mercado de energia elétrica no Brasil. A atual estrutura do mercado pressupõe a separação entre o fluxo físico de energia e o fluxo financeiro de contratos entre as empresas. O mercado ficou mais competitivo com a entrada de novos agentes gerando novas possibilidades de negócios. Desse modo, fica evidente a necessidade de adequação das metodologias e dos modelos para análise e seleção de projetos de investimentos. De uma forma geral, as decisões de investimento passaram a subordinar-se às análises de competitividade econômico-financeira e da avaliação de riscos dos novos projetos.

Segundo SILVEIRA e MOROZOWSKI FILHO (2002) o risco de um projeto surge devido às incertezas de seu fluxo de investimento e caixa. Dessa forma, as incertezas quanto aos parâmetros contratuais, estrutura de financiamento, cláusulas de correção monetária, preço *spot* e aflúncias hidrológicas podem afetar significativamente o fluxo de caixa de um projeto e, por conseqüência, seu nível de retorno e risco.

Com as mudanças propostas pela Coopers & Lybrand e a inclusão dos riscos estes autores desenvolveram o modelo computacional SUN, visando especialmente o processo de avaliação econômico-financeira dos projetos de investimento em um ambiente competitivo.

A avaliação de projetos realizada pelo modelo SUN está sendo aplicada em várias empresas do setor elétrico e consiste de duas etapas básicas que serão expostas a seguir. A primeira delas baseada em simulação dinâmica feita através do *software MatLab* que consiste na construção do fluxo de caixa de desembolsos e de recebimentos dos projetos.

Esse fluxo inclui, pelo lado dos desembolsos, despesas de investimento, despesas de operação e de financiamento a curto e longo prazo. Pelo lado dos recebimentos, o fluxo de caixa reflete tanto a produção de energia, que depende da regra de operação do sistema elétrico, quanto das receitas contratuais e do modo de funcionamento do mercado *spot*. As duas últimas são dependentes das regras de contabilização e liquidação de energia, que na ocasião da elaboração daquele estudo (SILVEIRA e MOROZOWSKI FILHO, 2002), vigoravam no âmbito do Mercado Atacadista de Energia (MAE), o qual foi substituído em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

No tocante aos contratos de compra e venda de energia eles podem ser modelados como contratos bilaterais tradicionais e/ou como contratos de opção (venda de *call* e compra de *put*). SILVEIRA e MOROZOWSKI FILHO (2002) afirmam que “a possibilidade de modelar contratos de opção é particularmente importante no atual estágio de desenvolvimento do mercado de eletricidade brasileiro, pois não se dispõe ainda de mecanismos de gerenciamento de riscos sofisticados, como já ocorre em mercados mais maduros”.

Os resultados da simulação são as receitas e despesas com energia no ambiente de comercialização, além das decorrentes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE²² e dos excedentes financeiros associados aos limites de intercâmbio. A etapa de simulações produz um fluxo de caixa para cada projeto em análise, sob cada cenário hidrológico histórico, o que permite a inclusão da componente de risco associada às incertezas nas afluências.

Na segunda etapa da avaliação das carteiras, baseada em otimização, o modelo aplica a teoria de carteiras de Markowitz aos fluxos de caixa, com base na taxa de retorno e no nível de risco dos projetos, também calculados pelo modelo. O resultado desta etapa é a fronteira eficiente de todas as possíveis carteiras formadas pelos projetos em análise. A partir desta fronteira é possível identificar e selecionar carteiras compatíveis com o nível de risco aceito por cada investidor.

²² Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidro-térmico pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo. (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – Disponível em: <http://www.ccee.org.br>)

SILVEIRA e MOROZOWSKI FILHO (2002) afirmam que o modelo SUN viabiliza a avaliação integrada de risco e retorno de carteiras de projetos de investimento. Como os contratos dos projetos podem ser modelados utilizando-se os preceitos da teoria de opções, é possível tirar proveito da volatilidade do preço *spot*, sem se expor aos riscos de projetos sem contrato.

Outro estudo que propõe uma metodologia de avaliação de novos investimentos em geração de energia sob condições de incerteza foi elaborado pelo Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação de Energia Elétrica, numa parceria entre a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e a PSR Consultoria, sendo apresentado no XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE (SOARES, 2007).

Segundo esse estudo, no atual modelo do setor os novos investimentos na expansão do parque gerador estão baseados na realização de leilões de energia, onde são oferecidos novos projetos e contratos de longo prazo. Sob tal condição o investidor pode escolher suas alternativas de investimento e, para cada alternativa escolhida, deve oferecer um limite de preço para o seu projeto que seja competitivo (de forma a ganhar a licitação), além de ser capaz de remunerar seu investimento, cobrir os custos de operação e, sobretudo, protegê-lo contra todos os riscos inerentes ao projeto.

Nesta indústria os riscos podem ser entendidos como as incertezas associadas aos retornos do projeto onde a precificação dos diversos riscos associados ao projeto é de extrema importância para os gerenciamentos destes pelos investidores.

Neste trabalho destaca-se também o efeito relativo dos riscos entre os projetos na seleção de distintas alternativas de investimento. Outro ponto também assinalado é o fato de que projetos fundamentados em tecnologias diferentes podem ter competitividade econômica igual, porém riscos completamente distintos, isso seria devido à existência de incertezas em apenas uma das tecnologias, ou mesmo, devido à maior severidade em alguns riscos similares (por exemplo, risco de indisponibilidade, risco de preço e quantidade, riscos regulatórios, etc.).

Trata-se de um aspecto importante porque a Taxa Interna de Retorno (TIR) almejada pelos investidores para um dado projeto depende de seu nível de risco. Isto é, os agentes econômicos normalmente irão exigir um retorno maior para projetos que apresentarem maior nível de risco.

O estudo em tela e em curso no setor elétrico brasileiro propõe uma metodologia e um modelo computacional para identificar e precificar os riscos de cada alternativa de

investimento em geração, podendo compará-los em uma mesma base e dessa forma auxiliar os agentes em suas decisões de investimento. Propõe também utilizar uma fronteira eficiente risco-retorno para comparar todos os projetos. No tocante à metodologia proposta, ela foi dividida em três partes como se observa a seguir:

(i) inicialmente, realiza-se um mapeamento dos fatores de riscos e precificação de projetos. Nesta etapa serão identificados os principais fatores de risco de cada tecnologia de geração, como o risco hidrológico, risco ambiental, risco de construção, risco tecnológico, risco de câmbio e de combustível. Para cada um destes itens, se propõe traduzir os fatores de risco em cenários com as respectivas probabilidades de ocorrência. Por exemplo, os riscos ambientais podem ser traduzidos em cenários de atraso da usina e aumento de custos ambientais não repassáveis, onde cada cenário teria uma probabilidade de ocorrência. Por sua vez, os riscos regulatórios poderiam ser traduzidos em cenários de aumento de custos não repassáveis;

(ii) em seguida, é proposto um modelo de avaliação de investimentos sob incerteza, que determina a competitividade de um projeto de geração considerando seus riscos e de acordo com o grau de aversão ao risco do empreendedor;

(iii) finalmente, propõe-se uma metodologia para comparar distintas tecnologias de investimento em geração considerando suas incertezas e riscos intrínsecos, ilustrando como calcular o prêmio de risco de cada alternativa de investimento e verificando o impacto de cada incerteza intrínseca do projeto na variância do seu retorno esperado. A metodologia pode ainda ser estendida para analisar uma carteira de projetos, determinando o portfólio de investimentos em ativos de geração frente aos projetos candidatos de cada investidor (SOARES, 2007, p.2).

Para a etapa de mapeamento dos fatores de risco em empreendimentos de geração o estudo apresentou a seguinte classificação:

1- risco hidrológico : nos contratos de suprimento de energia na modalidade quantidade, o gerador se compromete a fornecer a quantidade de energia definida no CCEAR²³. Dessa forma, sempre que a quantidade produzida for inferior ao montante contratado, o gerador responsabiliza-se pela compra da diferença no mercado de curto prazo (CCEE) ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Para as usinas térmicas, o limite máximo de exposição ao PLD é definido pelo seu próprio custo de operação (a menos de falhas). Entretanto, no caso de usinas hidroelétricas, existe uma correlação

²³ CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

negativa entre capacidade de produção e PLD, fazendo com que nos momentos em que a hidroelétrica não produza fisicamente sua energia, o PLD seja (geralmente) alto²⁴. Este é o conceito de risco hidrológico. Observe que para contratos por disponibilidade, este risco é automaticamente transferido para o consumidor;

2- risco nos custos de investimento : as incertezas nos custos de investimento podem ser associadas a variações cambiais (onerando a aquisição de equipamentos importados), custos ambientais, custos legais, mudanças tecnológicas ou qualquer outro fator que possa influenciar de forma significativa o investimento estimado. Por exemplo, usinas termoelétricas são bastante afetadas por variações cambiais (maior incidência de equipamento importado), o que não ocorre com usinas hidroelétricas. Por sua vez, estas possuem maiores custos ambientais que as usinas termoelétricas;

3- risco de atraso da entrada em operação : um outro aspecto essencial na análise de projetos é o risco de atraso na entrada em operação, que pode ocorrer por problemas no fornecimento dos equipamentos, problemas ambientais ou qualquer problema que afete o cronograma de investimento planejado. Nesse caso, os CCEAR prevêem que o agente gerador deve celebrar contratos de compra para garantir o lastro do CCEAR e só pode repassar parte desse custo ao contrato de venda original. Esse custo começa a vigorar na data de entrada em operação definida no contrato e o valor do repasse diminui em função do tempo de atraso. Em outras palavras, é uma forte penalidade;

4- riscos regulatórios e riscos de redução da receita : as incertezas podem provocar uma redução de receita para o projeto. Contudo, elas podem estar associadas a problemas legais como a perda de lastro por indisponibilidade da usina (quando o agente é obrigado a comprar contratos de curto prazo para compor o lastro reduzido) e os riscos de aumentos de custos não repassáveis. Sob a ótica do investidor, o risco regulatório caracteriza-se pela chance de ser criado um encargo, taxa, imposto ou ato qualquer que resulte em um custo não repassável à tarifa do contrato. Portanto, pode ser representado por uma redução de receita (SOARES, 2007, p.2).

Os riscos descritos afetam de maneira diferente os investimentos de geração, de acordo com a tecnologia na qual são baseados. Por exemplo, o risco hidrológico afeta predominantemente os empreendimentos hidrelétricos, o risco de custo de investimento afeta projetos hidrológicos e térmicos de maneira distinta (o custo ambiental em maior

²⁴ Embora o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) procura aliviar o risco hidrológico através de um mecanismo de *hedge espacial*, ele não alivia o risco sistêmico (quando a hidrologia global é desfavorável, a energia alocada ao MRE também será desfavorável). (SOARES, 2007, p.2)

grau os projetos hidros e a variação cambial em maior parte nas térmicas), idem para o risco de atraso na entrada em operação e o risco regulatório/redução de receita, que afetam os projetos de maneira igual.

Nesse sentido a avaliação de investimentos em condições de incerteza devem levar em consideração algumas variáveis estocásticas na elaboração dos fluxos de caixa, dentre as quais a produção de energia (ou créditos alocados pelo MRE), o excedente financeiro da transmissão e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Normalmente ao risco hidrológico é dado maior importância. Ele é representado por cenários produzidos pelos modelos de despacho hidro-térmico estocástico que se apóia no Modelo Estratégico de Geração Hidro-térmica e Subsistemas Equivalentes. Para avaliar sua complexidade e efeitos que poderia causar na otimização do sistema elétrico, foi desenvolvido o Programa NEWAVE que contribui para resolver os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidro-térmicos com o emprego da técnica de programação dinâmica dual estocástica.

Esta técnica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas (Norte e Sul, por exemplo) como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões sintética e calcula os custos marginais de expansão do sistema interligado. O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidro-térmico é determinar metas de geração para cada usina do sistema, a cada etapa, que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação.

O modelo é utilizado para um amplo espectro de estudos de planejamento, como: informações sobre o consumo de combustível; estudos de políticas comerciais; estudos de política tarifária; estudos de política de racionamento; estudos de gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão (CEPEL, 2007).

Pelo SDDP²⁵ e pelo SCE²⁶, modelos que representam as regras comerciais vigentes, os resultados são cenários correlacionados de produção da usina em análise e preços de liquidação de diferenças. Já para as demais incertezas são elaborados os cenários e suas respectivas probabilidades de ocorrência. Esses dados possibilitam às empresas construir os fluxos de caixa de cada tipo de projeto em análise e avaliar suas respectivas taxas internas de retorno.

²⁵ O SDDP é um modelo que determina a política ótima estocástica de operação de sistemas hidro-térmicos com múltiplos reservatórios. Foi desenvolvido pela PSR Consultoria.

²⁶ Programa também desenvolvido pela PSR Consultoria.

O modelo de avaliação proposto permite que o usuário informe outras peculiaridades do projeto como os dados do financiamento, cronograma de entrada em operação das máquinas, disponibilidade da usina, custos fixos e variáveis e índices de reajuste de cada fluxo, o que torna o modelo muito mais completo e seguro do que a avaliação feita pelos métodos tradicionais.

O modelo oferece também uma metodologia de precificação de contrato e de risco. Através dele pode-se encontrar o VaR do projeto, que seria equivalente à TIR mínima para que um investidor se dispusesse à aplicar seu capital naquele empreendimento.

Para uma tomada de decisão através desse modelo sobre qual dos projetos seriam escolhidos, o analista necessita conhecer o perfil do investidor, saber qual sua característica em relação ao risco e qual o nível de retorno almejado. Através desses dados ele pode indicar qual das opções de projetos mais se aproxima do ideal.

Nos últimos anos, de modo especial a partir do ano 2000, tem-se verificado um aumento nas pesquisas relativas aos riscos no setor elétrico. Para as empresas de geração os estudos geralmente estão ligados a análise do investimento através dos fluxos de caixa.

Alguns modelos propostos buscam integrar os métodos tradicionais de avaliação com o intuito de tornar mais eficiente a escolha dentre um portfólio de projetos. Outros sugerem a inclusão de parâmetros próprios do setor de energia e considerados fundamentais na análise, possibilitando que um investidor possa escolher, dentro de um ambiente de incertezas, qual tecnologia de geração irá aplicar seu capital.

É possível encontrar também estudos que visam avaliar uma unidade de geração termelétrica, sob a ótica da Teoria das Opções Reais²⁷, sobre a possibilidade desta tornar sua operação flexível (CASTRO, 2000). Esta concepção mostra que através da Simulação de Monte Carlo e uma Programação Dinâmica Estocástica é possível fazer a avaliação de opções, podendo por exemplo, avaliar a possibilidade de uma usina termelétrica operar no SIN de forma flexível.

Uma usina é flexível quando parte da energia gerada pode ser despachada de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema. Ela pode comercializar energia tanto no mercado a vista como através de contratos de longo prazo. O despacho centralizado ocorre principalmente em momentos de seca, quando os reservatórios das hidrelétricas alcançam seus limites inferiores, necessitando da energia das termelétricas para suprir a demanda.

²⁷ A Teoria das Opções Reais (TOR) é utilizada para a avaliação de ativos reais, ou seja, aqueles que não são negociados no mercado. Projetos de investimento de capital, avaliação de propriedades intelectuais, avaliação de terras ou de fontes de recursos naturais, podem ser avaliados sob essa ótica (SANTOS e PAMPLONA, 2002).

Em seu trabalho CASTRO (2000, p.98) mostra que o preço *spot* é altamente volátil e que mecanismos de proteção contra esta volatilidade devem ser utilizados pelos agentes do setor. Para o autor a usina termelétrica está mais exposta aos preços *spot* de mercado, na medida em que é aumentada a participação de contratos bilaterais de fornecimento na remuneração dessa usina, diminui-se sua exposição à essa volatilidade.

Ainda de acordo com CASTRO (2000, p.98), “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, à medida que as incertezas são reveladas”.

A geração de energia foi beneficiada pelo novo modelo, pois através dos leilões de venda de energia de médio e longo prazo é possível conhecer o fluxo de caixa por longos períodos, trazendo maior segurança aos investidores do setor.

Porém ainda existem outros fatores de risco que atrapalham o desenvolvimento do setor. Segundo estudo publicado pelo Instituto Acende Brasil (2007), 36% das usinas hidrelétricas previstas no PAC (Programa de Aceleração do Crescimento do Governo Federal) estão com suas obras atrasadas em virtude da dificuldade de concessão de licenças ambientais. Tal informação remete ao papel e a grande influência que tem o risco ambiental na geração de energia elétrica.

No caso em tela é importante compreender a necessidade da presença da ANEEL como agente regulador para o setor elétrico, sendo capaz de elaborar regras claras, consistentes e duradouras, que tragam transparência e segurança aos agentes e permitam a expansão da capacidade geradora, dentro das reais necessidades para o crescimento econômico e sustentável do país.

4.2 Tratamento dos riscos relativos à transmissão de energia elétrica

Como observado, o conceito de risco está associado à ocorrência de situações indesejáveis. Dependendo do impacto causado por tais ocorrências torna-se necessária a adoção de medidas no sentido de evitá-las, ou quando não possível, ao menos minimizar seus efeitos.

No caso dos sistemas de transmissão de energia elétrica a indisponibilidade operativa de seus componentes trás conseqüências negativas à sociedade, tais como

blecautes, cortes no fornecimento à determinada região ou o incremento do custo de operação. Dessa forma, a empresa concessionária deve buscar a maximização da disponibilidade dos equipamentos.

As empresas de transmissão firmam contratos de prestação de serviço de transmissão com o O.N.S., delegando-lhe o direito de comercializar o uso da rede; em contrapartida, tem garantido o ressarcimento de seus custos e a remuneração de seus investimentos.

Os usuários do sistema (geradores, distribuidores e grandes consumidores) arcam com os gastos para se conectarem à rede e pagam ao O.N.S. uma tarifa pelo uso do sistema. Esta tarifa é fixada de forma a cobrir o conjunto dos contratos do O.N.S. com as empresas de transmissão mais os custos de operação do sistema.

Ao contrário dos geradores e comercializadores que têm liberdade para estabelecer seu preço no ambiente competitivo, a renda da transmissão é estabelecida pelo órgão regulador como uma “receita definida” pelo “aluguel” de seus ativos, em um ambiente completamente regulado. Na verdade, esta receita é variável, pois é dependente da disponibilidade verificada dos ativos (TONDELLO, 2001, p.4-5).

No modelo adotado para promover a regulação econômica das empresas de transmissão no Brasil, é estabelecida uma remuneração básica anual pela prestação do serviço de transmissão, sendo esta reajustada anualmente de acordo com o índice definido pelo órgão regulador. Atualmente vem sendo adotado o IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado elaborado pela Fundação Getúlio Vargas).

A fórmula utilizada pela ANEEL para remunerar as concessionárias pelo serviço de transmissão leva em consideração o que segue:

$$\text{RECEITA} = \text{PB} - \text{PVI}$$

Onde:

PB = Pagamento base mensal da instalação;

PVI= Parcela Variável por Indisponibilidade.

Sendo a PVI calculada através da seguinte fórmula:

$$PVI = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \times Kp \times \left(- \sum_{i=1}^{NP} DDP_i \right) + \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \times \left(- \sum_{i=1}^{NO} K\alpha_i \times DOD_i \right)$$

Onde:

DDP = Duração, em minutos, de cada DESLIGAMENTO PROGRAMADO que ocorra durante o mês.

DOD = Duração, em minutos, de cada um dos OUTROS DESLIGAMENTOS que ocorram durante o mês.

PB = PAGAMENTO BASE da INSTALAÇÃO DE TRANSMISSÃO.

Kp = Fator para DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS = Ko /15.

Ko = Fator para OUTROS DESLIGAMENTOS de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator será reduzido para Ko /15, após o 301º minuto)

NP = Número de DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS da instalação ao longo do mês.

NO = Número de OUTROS DESLIGAMENTOS da instalação ao longo do mês.

D = Número de dias do mês.

A parcela variável representa uma redução da receita, proporcionalmente à indisponibilidade verificada nos ativos de transmissão. Desse modo, quanto menos for a indisponibilidade dos ativos da empresa, tanto menos será a parcela variável (dedução da receita assegurada), “incentivando” assim a concessionária a buscar a maior disponibilidade possível (TONDELLO, 2001, p.12).

As indisponibilidades ocorridas nas instalações de transmissão podem ser de duas naturezas: voluntárias ou programadas (manutenções, conveniência operativa, manobras, e outras) e as forçadas ou não-programadas (falhas).

De maneira geral, as empresas têm um bom controle sobre as indisponibilidades programadas, já que essas são previsíveis. Ao contrário destas, as indisponibilidades não-programadas ocorrem de maneira aleatória e dependem fundamentalmente da concepção inicial do projeto e do ambiente onde os equipamentos estão inseridos (TONDELLO, 2001, p.13).

As indisponibilidades futuras podem ser estimadas com base no histórico de operação de cada ativo do sistema. Assim, para determinado período de operação, por exemplo anual, ao se dispor da taxa de falha λ (falhas/ano) e a taxa de reparo média μ

(reparos/ano) de cada ativo, a indisponibilidade média anual esperada $E(IND_i)$ pode ser encontrada através da seguinte expressão:

$$E(IND_i) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

O valor da penalidade anual esperada $\{E(Pf_i)\}$ por ativo (i) do sistema pode ser calculada através da expressão:

$$E(Pf_i) = E(IND_i) * Ko_i * PB_i \text{ (valor em R\$/ano)}$$

Onde:

Ko_i = fator de penalidade para indisponibilidades não programadas;

PB_i = remuneração assegurada para o ativo i .

Segundo TONDELLO (2001), pelo fato da indisponibilidade anual ser uma variável aleatória, o valor da penalidade anual também será. Mesmo sendo muito importante saber qual a penalidade esperada, ela representa apenas um aspecto do risco e não apresentando como é o espectro da variação da penalidade.

Ao aprofundar seu estudo sobre a indisponibilidade dos ativos, a frequência prevista das falhas e as penalidades esperadas, TONDELLO (2001) utilizou modelos de Markov. Em busca de maior precisão ao modelo, o possível estado de indisponibilidade do ativo foi dividido em três categorias: “em manutenção”, “em falha curta” e “em falha longa”.

O principal motivo, segundo o autor, para a distinção entre falha curta e longa, é o fato de que as falhas de curta duração apresentam numerosas ocorrências, diferentemente das falhas longas que são mais raras. Também foi considerada a necessidade ou não da atuação de equipes de manutenção no retorno dos ativos momentaneamente indisponíveis à operação.

O autor afirma que é possível o tratamento analítico das variáveis implícitas nos modelos de Markov através da convolução das funções densidade de probabilidade das variáveis, porém, pôde-se verificar que, devido à complexidade de tal tratamento a melhor alternativa é a representação da operação do sistema de transmissão através da técnica de simulação de Monte Carlo (TONDELLO, 2001, p.85).

A simulação foi feita para duas variáveis aleatórias de interesse, “tempo de falha curta” e “tempo de falha longa”. O autor também trabalhou com estimação “não paramétrica” de famílias de equipamentos, sendo elas: linhas de transmissão de 230 kv, linhas de transmissão de 525 kv, transformadores de 230 kv e transformadores de 525 kv, já que esses ativos possuíam uma amostra significativa de ocorrências e possibilitavam obtenção de resultados confiáveis. Tais informações foram adquiridas do banco de dados da empresa ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., empresa pertencente a *holding* ELETROBRÁS e que detém a concessão para prestação de serviço de transmissão nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul.

Também foram definidos os parâmetros próprios das distribuições de cada ativo de transmissão (linhas e transformadores), através da “estimação paramétrica” (TONDELLO, 2001, p.86).

Toda a análise dos dados foi feita em computador. Para a estimação não paramétrica foi utilizado o *software* “Statística 5.0”: já a estimação paramétrica e o programa em si utilizaram o *software* “Matlab 5.3” com o módulo adicional de estatística.

O trabalho atual não visa apresentar todas as etapas do processo e os resultados numéricos alcançados no estudo acima citado. O objetivo é informar que o Método de Monte Carlo foi utilizado em conjunto com programas computacionais como ferramenta para a estimação das probabilidades de ocorrência de falhas e das penalidades a serem aplicadas à uma empresa de transmissão de energia elétrica no Brasil, dentro das atuais diretrizes do setor definidas pela ANEEL.

Segundo o autor, tal metodologia também possibilita que a empresa de transmissão possa calcular o valor total das penalidades do ano e através deste dado, decide contratar ou não um seguro contra penalidades superiores a um limite máximo definido, além de definir as franquias e valores de contribuição a considerar (TONDELLO, 2001, p.116).

O modelo aplicado revelou-se bastante flexível ao permitir que se façam mudanças nas fórmulas ou nas regras das penalidades sem prejuízos à exatidão, o que indica que este método pode ser adotado e que mesmo surgindo alterações em algum dos parâmetros de análise, o método mantém sua eficiência.

Importante ressaltar que as empresas de transmissão de energia, baseando-se na classificação da Coopers & Lybrand (1997), estão sujeitas a inúmeros tipos de riscos. Os riscos relativos à implantação de novos empreendimentos, como por exemplo, as permissões de passagem em terras, risco relativo a ausência de demanda para o serviço de transmissão de energia, ou ainda riscos referentes à questão regulamentar do setor são

minimizados pelos órgãos competentes do setor através regras e mecanismos contratuais que garantem, aos agentes ligados à transmissão de energia, direitos e garantias de retorno dos investimentos, atraindo novos investidores, fomentando dessa forma a expansão do segmento de transmissão.

Uma classe de risco que está bastante ligada às empresas de transmissão em virtude da atual estrutura setorial é o risco político e regulatório. Em virtude do segmento de transmissão ter sido mantido sob domínio estatal onde as empresas sofrem forte influência política, essa classe de risco também é relevante.

O que pode ser destacado é que, em virtude da abertura de concorrências para aquisição de novas concessões de transmissão também ao capital privado, as empresas estatais já atuantes na transmissão, viram-se obrigadas a formar e manter pessoal técnico nas funções gerenciais, de forma a garantir maior profissionalismo na tomada de decisões estratégicas, reduzindo assim a interferência política.

4.3 Tratamento dos riscos relativos à distribuição de energia elétrica

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, regulamentado pelo Decreto Presidencial nº 5.163 de 31 de julho de 2004, apresenta três objetivos principais: garantir segurança no suprimento de energia; promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e promover a inclusão social no setor elétrico, principalmente através de programas de universalização do serviço de distribuição de energia.

Para garantir a segurança de suprimento, o novo modelo estabelece que toda a demanda das distribuidoras e dos consumidores livres devem estar 100% contratada mediante contratos que possuam um lastro físico de produção. No entanto, a contratação da demanda das empresas distribuidoras deve ser feita por meio de leilões públicos na modalidade menor preço, garantindo dessa forma a modicidade tarifária.

Um dos maiores desafios para a nova regulamentação do setor elétrico é a alocação dos riscos e incentivos entre os agentes de geração e distribuidoras que leve à máxima eficiência e à modicidade tarifária ao consumidor cativo (GUIMARÃES, 2005, p.1).

Segundo este, existem dois instrumentos para garantir tal eficiência: o primeiro é promover a compra de energia sempre por meio de leilões – na modalidade menor preço; e o segundo consiste na contratação de energia por licitação conjunta do montante a ser contratado por todas as distribuidoras, dentro do Ambiente de Contratação Regulada

(ACR), objetivando obter economia de escala na contratação de nova energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos, além é claro de equalizar as tarifas de suprimento.

As distribuidoras são obrigadas a comprar 100% de sua demanda prevista no ACR. Já os consumidores livres comprarão energia através de contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A existência dos leilões traz desafios importantes, tanto para as geradoras como para as distribuidoras. As últimas devem desenvolver estratégias de contratação que garantam o abastecimento de 100% de seus mercados em condições de grande incerteza quanto a essa demanda, devendo evitar a sobre-contratação (que é a compra de mais energia do que a demanda de seu mercado) uma vez que só poderá repassar à tarifa o custo de no máximo 3% do excedente contratado, ou a sub-contratação (que penaliza a distribuidora em multa correspondente ao máximo entre o valor de referência e o preço de curto prazo (mercado *spot*)).

Segundo GUIMARÃES (2005), a situação torna-se ainda mais complexa devido ao conjunto de instrumentos para a gerência de risco permitido pela regulamentação: (i) contratação de energia nova²⁸ com 5 e 3 anos de antecedência; (ii) contratação de energia existente a cada ano (com exigência de ré-contratação de parte da energia recém descontratada); (iii) leilões de ajuste (com limitações de quantidade) e (iv) possibilidade de redução do montante contratado de energia existente em até 4% anualmente, para compensar as variações na demanda de seu mercado.

Muito embora as regulamentações tenham instituído mecanismos de mitigação do risco individual das concessionárias de distribuição, ao permitirem que suas contratações sejam ajustadas em função da saída de clientes cativos para o ambiente de livre contratação ou através de mecanismos de compensação de sobras e déficits, esses mecanismos não são suficientes para socializar o risco de desvios de contratação entre os agentes (AZEVEDO, 2005, p.1).

As incertezas quanto às oscilações na demanda por energia elétrica, ou ainda a dificuldade em se fazer uma previsão acertada de crescimento dessa demanda tem sido um grande desafio onde existem consideráveis fontes de risco para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, uma vez que afetam diretamente a receita líquida dessas empresas.

²⁸ Energia é dita nova quando proveniente de novos empreendimentos de geração ainda em construção, com previsão para início do fornecimento entre 3 e 5 anos.

Alguns estudos vêm buscando apresentar o problema dos desvios de contratação, elaborando modelos e programas computacionais capazes de auxiliar as distribuidoras na definição das projeções de demanda futura, ou na escolha dos pacotes de energia a serem adquiridos nos leilões de energia da ANEEL. Através de uma análise dos desvios que freqüentemente ocorrem entre a energia contratada e a efetivamente utilizada AZEVEDO (2005) estima o impacto financeiro que esses desvios podem causar na receita líquida das distribuidoras.

Seu trabalho utilizou dados de desvios de carga e de consumo do Sistema Interligado Nacional – SIN entre os anos de 1991 a 1996, além de dados do Plano Decenal de Expansão para a década de 1990. O autor preferiu não utilizar dados que abrangessem o ano de 2001, tendo em vista o racionamento de energia ocorrido naquele ano, o que implicaria em distorção dos dados para análise. O trabalho também utilizou um método de re-amostragem, conceitos da teoria das probabilidades e inferência Bayesiana.

Através de um estudo voltado ao comportamento da variabilidade da taxa de crescimento da carga anual AZEVEDO (2005, p.2) pôde mostrar que certos tamanhos de erros serão cometidos inevitavelmente, por melhor que sejam os métodos de previsão utilizados.

Ao analisar os dados da pesquisa, foi verificado que os desvios médios absolutos encontravam-se entre 4,5% e 6%, para qualquer horizonte de projeção, valores esses superiores ao máximo de 3% permitido pelo novo modelo do setor para repasse de custo às tarifas. Também foi observado uma amplitude de variação de desvios muito alta da ordem de 14%.

Com esses dados o trabalho apresentou três conclusões importantes:

- (i) que a possibilidade de projeções de mercado dentro das margens exigidas pelo novo modelo é praticamente impossível de ser alcançada pelas distribuidoras, tendo em vista que a tendência verificada fica na faixa de 5% a.a.;
- (ii) mesmo considerando que os mecanismos de mitigação de erros introduzidos na legislação sejam suficientes para neutralizar os erros no longo prazo, observou-se que os desvios de projeções de 1 ano a frente ocorreram em 75% dos dados analisados;
- (iii) tais desvios impactam negativamente na receita das distribuidoras e no planejamento da expansão do sistema, conferindo a necessidade de se

desenvolver instrumentos adicionais que possibilitem a redução dos riscos para as concessionárias (AZEVEDO, 2005).

Como citado anteriormente, alguns programas computacionais também têm sido desenvolvidos ou adaptados para que as empresas distribuidoras de energia possam simular leilões e obter uma projeção de preços baseada em suas expectativas. Um desses sistemas é o Simulador de Mercado de Energia Elétrica – SMEE. Baseado principalmente na Teoria dos Jogos e na Bayesiana²⁹, essa plataforma computacional tem como finalidade auxiliar uma empresa distribuidora na elaboração de estratégias para a atuação no mercado de energia elétrica³⁰.

O problema de decisão de uma empresa distribuidora inserida no mercado de energia elétrica brasileiro é definir as seguintes variáveis: quantidade de energia a ser comprada; em qual leilão e em que momento comprar; o prazo dos contratos e como distribuir a alocação dos contratos ao longo dos anos. Trata-se de variáveis correlatas que possuem um conjunto limitado de possibilidades.

O SMEE pode servir aos departamentos de comercialização e planejamento como um banco de dados, contendo todos os contratos firmados e suas características pertinentes. Pode também apresentar cenários de crescimento de mercado ou ainda fazer projeções de preços de longo prazo.

Outro exemplo de *software* elaborado para auxiliar as distribuidoras de eletricidade é o Modelo Eletronorte de Simulação Macroeconômica – SIMAC. Trata-se de um programa computacional desenvolvido no ano de 2003 pela empresa ELETRONORTE com o apoio da Macroplan e FPS Informática para simular o comportamento futuro da variável demanda de energia elétrica no mercado brasileiro, em termos agregados e por classe de consumo, à luz do comportamento de variáveis que influenciam diretamente no desempenho do Produto Interno Bruto – PIB do país.

Este programa é composto por 5 módulos principais:

- Módulo de Projeção Macroeconômica de Curto Prazo;
- Módulo de Projeção Macroeconômica de Longo Prazo;
- Módulo Regional;
- Módulo Setorial;

²⁹ Probabilidade Bayesiana é o método que possibilita representar numericamente o grau de certeza de um determinado evento ocorrer, diante de um cenário de incertezas. A teoria Bayesiana está fundamentada na teoria da probabilidade, porém difere da teoria de Bayes por não adotar o enfoque freqüentista.

³⁰ AZEVEDO, Erick M.(2005).

- Módulo Energético.

Os quatro primeiros servem para se calcular, com base em dados da atividade econômica do país, da região ou de um setor específico, dentro de limites temporais definidos, os valores de PIB do país ou seus sub-grupos. Através do Módulo Energético é possível projetar a demanda por energia elétrica, utilizando os dados já calculados do PIB, tendo em vista a correlação entre essas variáveis. O modelo econométrico no qual está fundamentado o SIMAC pode analisar a correlação entre o consumo de energia e o PIB através de três métodos:

a) **regressão entre comportamento do PIB e a demanda de energia elétrica:** estima estatisticamente as projeções de demanda a partir das projeções do PIB;

b) **elasticidade do consumo de energia elétrica em relação ao PIB:** a elasticidade relaciona as variações, ou taxas de crescimento, da demanda por energia com as taxas de crescimento do PIB;

c) **intensidade de energia elétrica por unidade de PIB:** calcula-se a quantidade de energia elétrica necessária para a produção de uma unidade adicional do PIB (SOUZA, 2005, p.6).

Os autores afirmam que, dentro das premissas estabelecidas, é possível afirmar que a demanda de energia é uma variável reflexa da sócio-economia e que a partir das hipóteses sobre o comportamento futuro das variáveis sócio-econômicas e demográficas é possível quantificar a demanda de energia elétrica (SOUZA, 2005, p.7).

O risco de furtos e fraudes por parte dos consumidores finais de energia deve ser lembrado também. Segundo dados publicados pela ANEEL baseados em informações de 61 concessionárias de todo o país, os prejuízos com furtos e fraudes somaram em 2006, R\$ 3,5 bilhões. O montante de energia desviada chega a 15 milhões de MWh, energia suficiente para abastecer o Distrito Federal por quatro anos. Esse é um problema que afeta as distribuidoras e demais consumidores, uma vez que o valor desviado é repassado para a tarifa daqueles que pagam corretamente sua conta.

Em relação à inadimplência dos consumidores finais de energia, a ANEEL pôs em consulta pública no dia 1 de fevereiro de 2008 as notas técnicas que objetivam elevar o valor da multa, de 2% para 5% do valor devido pelo consumidor. Com essa medida a agência pretende inibir os atrasos nos pagamentos, além de contribuir para cobrir os valores provenientes das perdas não-técnicas com fraudes e furtos (COUTO, 2008).

Essa medida pode ser entendida como um mecanismo de mitigação desse risco para as distribuidoras. O agente regulador re-avaliando as normas do setor e fazendo as

adaptações necessárias ao bom funcionamento econômico do setor, garante incentivo aos investimentos tão necessários para a expansão da rede e a melhoria dos serviços de distribuição de energia elétrica.

4.4 Tratamento dos riscos na comercialização de energia elétrica no Brasil

Após a adoção do novo modelo desverticalizado para o Setor Elétrico Brasileiro, outorgado pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, teve início a formação de um mercado competitivo para as atividades de geração e comercialização, porém criou-se um ambiente regulado para a transmissão e distribuição da energia. Segundo OLIVEIRA (2006, p.27), os principais motivos para o rearranjo do arcabouço regulatório foram a crise energética vivida em 2001, batizada de “apagão” e caracterizada pelo racionamento de energia elétrica, a necessidade da modicidade tarifária à população, sem refletir de imediato nos movimentos de mercado.

Com o objetivo de garantir a modicidade tarifária, a competição entre os agentes e o barateamento das tarifas, baseando-se na contratação eficiente de energia elétrica para consumidores regulados, foi criado o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes Vendedores e os Agentes de Distribuição, precedidas de licitação pública (ANEEL, 2004). Nesse contexto, os agentes de distribuição compram energia das geradoras através de leilões de médio e longo prazo, sempre na modalidade “menor tarifa”.

Entretanto, para manter os investimentos privados no setor, definir uma certa continuidade regulatória e ao mesmo tempo admitir os benefícios e vantagens obtidos através da criação de um ambiente de mercado, foi criado o Ambiente de Contratação Livre (ACL)³¹. Neste ambiente acontecem as negociações entre os agentes geradores, comercializadores e consumidores livres (OLIVEIRA, 2006, p.28).

A atividade de comercialização de energia elétrica consiste basicamente em intermediar negociações de compra e venda de contratos entre os demais agentes do setor de maneira competitiva. Para tal, o agente comercializador não necessita possuir ativos de geração, nem se caracteriza como um consumidor, contudo ele representa um fornecedor

³¹ Ambiente de Contratação Livre (ACL) – segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de Contratos Bilaterais livremente negociados, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos, de acordo com o disposto no Decreto nº 5.163, de 2004. (ANEEL, 2004)

perante seus clientes (compradores de energia) e um consumidor perante os agentes vendedores de contratos de energia elétrica (empresas de geração).

A Resolução da ANEEL n° 109, de 26 de outubro de 2004 define o Agente de Comercialização como o “titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE”. Segundo OLIVEIRA (2006) os agentes de comercialização podem ser divididos em dois grupos: os independentes (sem vínculos com outros agentes do mercado, como geradoras ou distribuidoras), e os não independentes (vinculados a outros agentes do mercado).

A atuação dos agentes de comercialização no mercado brasileiro de energia elétrica está restrita ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). A atividade de comercialização no livre mercado de energia elétrica é de suma importância uma vez que serve para mitigação e o gerenciamento de riscos entre os agentes e no aproveitamento de oportunidades entre oferta e demanda.

De acordo com tal legislação, os agentes de distribuição deverão contratar 100% de sua demanda prevista no ACR, salvo algumas exceções de contratação para ajustes, as quais poderão ser realizadas no ACL. As negociações no ACL poderão ser consideradas instrumentos de gestão de riscos e incertezas (OLIVEIRA, 2006).

Segundo a ABRACEEL (2006), geradores e consumidores de energia têm muitas vezes objetivos distintos. Geradores desejam maximizar preço de venda, o volume vendido e vender conforme sua produção. Procuram contratos de longo prazo para lastrear financiamentos. Já os compradores buscam minimizar preço de compra, segurança no atendimento, comprar conforme suas curvas de carga e prazos menores de contratação. Todos querem reduzir a possibilidade de estarem expostos a riscos e penalidades. Cabe aos comercializadores atuar reduzindo os chamados custos de transação, fazendo o encontro eficiente entre geradores e consumidores.

Viabilizam, com sua atividade, o preço de equilíbrio e dão racionalidade econômica ao “rateio” de sobras e déficits. Permitem o ajuste dos portfólios de compra e venda. Assumem o risco de crédito do consumidor e o risco de performance do produtor. Oferecem liquidez ao mercado, viabilizando a competição.

Os comercializadores desenvolvem produtos e associam serviços ao produto energia, em um mercado cada vez mais competitivo, inovador e com foco nas necessidades de seus clientes. De forma análoga a outros mercados de *commodities*, o mercado de comercialização de energia passa por um processo de modernização e sofisticação,

importando e adaptando ferramentas já usadas em outros mercados, tais como opções, futuros, *swaps*, contratos a termo e outros.

Os derivativos financeiros desempenham um papel importante na administração dos riscos para as empresas de energia. As transações que seriam feitas hoje, podem ser substituídas por transações em datas futuras, podendo assim minimizar o risco de perdas provenientes da volatilidade dos preços, transferindo esse para outros agentes do mercado por meio de operações com derivativos.

A utilização de instrumentos derivativos nos mercados de energia elétrica no mundo, assim como no Brasil, vem sendo alvo de muitos estudos que buscam identificar qual o atual estágio de desenvolvimento e aplicabilidade dessas ferramentas financeiras no setor de energia, ou se propõem a testar, avaliar e combinar métodos de gerenciamentos dos riscos ligados a comercialização de energia elétrica.

ARFUX (2004) desenvolve uma metodologia baseada na Teoria de Portfólios de Markowitz para o gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos.

O autor utilizou o modelo computacional NEWAVE tendo em vista que este é o modelo atualmente utilizado no Brasil para a determinação do Custo Marginal de Operação (CMO). Através desse modelo foi possível gerar uma estimativa dos cenários de preços de curto prazo para um horizonte de tempo de cinco anos, baseado no histórico de afluências de 1931 até 2001.

Com um histórico de setenta anos e um horizonte de tempo de sessenta meses (5 anos), foi elaborada uma matriz de preços de curto prazo. Em seguida foram definidos alguns parâmetros contratuais do portfólio como o montante transacionado, preço do contrato bilateral, preço de exercício e prêmio das opções, além da taxa de atualização.

O montante transacionado indica o volume de energia a ser negociado pelo comercializador, variando de acordo com a composição do portfólio de compra, que por sua vez varia de acordo com as oportunidades de negócio que este agente consegue captar.

O preço do contrato bilateral é uma variável de decisão importantíssima para a análise de sensibilidade do desempenho da carteira. A partir do preço ofertado pelo comprador da energia é possível analisar o retorno esperado para o contrato em questão.

O preço de exercício do contrato de opção influencia diretamente no valor do prêmio e podem ser calculados através de várias formulações.

Através dos preços calculados na matriz e dos parâmetros adotados, ARFUX (2004) pôde analisar tanto o portfólio de compra quanto o de venda de energia para um agente comercializador.

Segundo as conclusões obtidas por ARFUX (2004), a metodologia baseada na Teoria de Markowitz, além de quantificar o risco de mercado, determina a composição eficiente do portfólio de contratos que forneça o maior retorno esperado. O autor afirma ainda que de acordo com as simulações efetuadas, os instrumentos derivativos são eficientes para se fazer *hedge* contra a volatilidade dos preços. Encerra sua avaliação afirmando que a utilização de ferramentas de análise de risco proporciona ao agente comercializador de eletricidade uma exposição controlada quanto a volatilidade de preços e pode garantir lucro nas negociações.

Em OLIVEIRA (2006, p.6) o destaque é para as metodologias de mensuração de risco através de um diagrama de risco e retorno, identificando entre as possíveis configurações de contratos o portfólio de maior retorno inserido no intervalo de risco considerado. Afirma também que cada métrica de risco representa uma determinada característica do comportamento dos preços. Como exemplo, cita a Teoria de Portfólios de Markowitz que utiliza a variância da distribuição de probabilidade para medir risco. Já o mercado financeiro vem adotando o Value at Risk (VaR) como métrica de risco, no qual considera a máxima perda possível em um intervalo de tempo, dentro de um regime de confiança considerado.

Segundo o autor, o investidor que por ventura escolher somente uma das ferramentas para o cálculo do risco, continuaria susceptível a outros riscos tão importantes quanto aquele que acabou de mitigar. Em outras palavras, uma alternativa ótima de acordo com a Teoria de Portfólios de Markowitz não significa necessariamente a melhor escolha sob a ótica do VaR.

Nas palavras de OLIVEIRA (2006, p.7) “a aplicação de um método integrado para o gerenciamento de riscos financeiros em contratos de energia elétrica torna-se extremamente relevante, pois o mercado de energia elétrica se comporta de maneira ímpar, e quanto maior for o conhecimento qualitativo e quantitativo desses riscos, melhor será o desempenho do agente comercializador no setor elétrico”.

Essa metodologia propõe a análise integrada de risco de carteiras de contratos de comercialização de energia elétrica, considerando a Teoria de Portfólios de Markowitz, o

método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM)³², o método *Value-at-Risk* (VaR) e o método *Conditional Value-at-Risk* (CvaR)³³. Tal metodologia consiste em apurar a fronteira eficiente para cada um dos métodos acima e com isso construir um mapa de risco e retorno mais completo ao decisor.

Vale acrescentar que na conclusão de seu trabalho, OLIVEIRA (2006) afirma que esta metodologia multi-critério é eficiente pois alcançou os objetivos para os quais foram propostos, podendo ser modelada de acordo com o perfil do decisor em relação ao risco (amante, neutro ou avesso ao risco) e apresentando a este a melhor carteira de contratos de comercialização de energia elétrica a serem firmados.

4.5 Impactos do risco de déficit na expansão do setor elétrico brasileiro

Como observado nos itens anteriores existem alguns métodos disponíveis para o tratamento e mitigação de riscos para cada segmento do setor elétrico, separadamente.

Uma das categorias mais importantes a ser considerada é o “risco de déficit”, sendo exclusivo da indústria de energia elétrica brasileira. O risco de déficit é considerado como sendo a possibilidade de ocorrência de escassez na oferta de um insumo essencial ao setor produtivo ou ao país como um todo, em especial na oferta de energia elétrica.

“A mensuração do risco de déficit de energia é o termômetro que indica se os recursos energéticos estão sendo utilizados preservando-se um nível de garantia adequado. Um risco de déficit de energia na ordem de 10% já é considerado muito alto, dadas as conseqüências desastrosas de um racionamento na economia” (ROSA, TOLMASQUIM, D’ARAÚJO, SOARES, 2000, p. 2).

O índice que indica o risco de déficit de energia no Brasil é calculado pelo Conselho Nacional de Política Energética³⁴ (CNPE), pelo Operador Nacional do Sistema

³² CAPM – Capital Asset Pricing Model. Em português Modelo de Precificação de Ativos de Capital. Metodologia criada nos anos de 1960, baseada na idéia de que nem todos os riscos afetam o preço dos ativos.

³³ CvaR - *Conditional Value-at-Risk*. O Valor Esperado sob Risco mede a média das piores perdas esperadas ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança. (OLIVEIRA, 2006, p.86)

³⁴ O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país. É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural. (CCEE. Instituições do Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>)

(O.N.S.) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e apresenta atualmente um limite máximo de 5% ao ano. Esse índice serve como base para que o Ministério de Minas e Energia (MME), através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realize estudos de planejamento do setor elétrico brasileiro.

O parque gerador brasileiro possui característica predominantemente hidráulico, com cerca de 90% da energia sendo gerada em usinas hidrelétricas, o que faz com que o planejamento de expansão da capacidade de geração abranja um horizonte temporal de longo prazo, geralmente de 5 a 10 anos, em virtude do tempo necessário para a construção de novos empreendimento hidrelétricos ser superior ao das usinas termelétricas, por exemplo.

Com o objetivo de subsidiar as decisões dos condutores da política energética a EPE (2005) desenvolve estudos envolvendo diversos indicadores macroeconômicos que estão relacionados com o crescimento do Produto Interno Bruto do Brasil, crescimento demográfico e aumento do consumo de energia elétrica. Para tal utiliza de metodologia apropriada, oportunidade na qual quantifica três cenários plausíveis para a evolução da economia brasileira, uma trajetória de referência, uma trajetória de crescimento alto e outra trajetória de baixo crescimento.

Na trajetória de referência, considerada como a mais apropriada por sua posição intermediária às demais, o PIB do país para o período entre 2005 e 2015 apresentaria crescimento médio de 4,2% ao ano. Sendo a elasticidade-renda do consumo total de energia elétrica de 1,23, tem-se que o crescimento do consumo de energia elétrica para o período ficaria em 5,2% ao ano.

Em outras palavras, significa dizer que para cada 1% de crescimento anual no PIB brasileiro, o consumo de energia elétrica anual no Brasil cresce 1,23%. A ocorrência desse fenômeno está ligada ao fato de que com o aumento da renda real disponível, os consumidores brasileiros (aqui estão incluídas todas as classes de consumo) passam a demandar uma quantidade de energia elétrica percentualmente maior que o percentual de acréscimo dessa renda³⁵.

O tema risco de déficit de energia elétrica é muito discutido na imprensa brasileira. Os dados publicados pelos órgãos oficiais do setor (O.N.S., MME, CNPE, etc.) são sempre contestados por instituições privadas que também realizam estudos a esse respeito. Uma

³⁵ O estudo da EPE apresenta uma grande variedade de dados relativos ao conjunto da economia brasileira e que não cabem ser abordados aqui. Maiores informações em: EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2005).

dessas entidades é o Instituto Acende Brasil, criado para fazer o acompanhamento do setor elétrico brasileiro, e mantida por grandes empresas do setor, incluindo geradoras, distribuidoras e empresas de transmissão.

No estudo “Programa Energia Transparente: Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento”³⁶, o Instituto Acende Brasil critica a metodologia utilizada pelo O.N.S e pela EPE para o cálculo do risco de déficit, salientando ainda que apesar desses dois órgãos utilizarem os mesmos dados do setor (mesmas usinas, quantidade ofertada, crescimento do PIB, cenários de demanda e crescimento desta, além do nível de reservatórios entre outros) e os mesmos modelos computacionais, chegam a resultados diferentes.

A explicação reside no fato de que o Operador Nacional do Sistema utiliza o critério de operação que teria um caráter conservador, considerando o déficit de forma preventiva, evitando que os reservatórios alcancem níveis insuficientes à operação da usina. Já a EPE utiliza uma abordagem de planejamento de longo prazo. Nesta, o nível dos reservatórios é considerado menos relevante e só se caracteriza como déficit no momento em que o volume de água é zero e as turbinas param de funcionar.

É necessário também diferenciar risco de déficit e racionamento. O racionamento de energia é decretado ao final do período de chuvas (abril), analisando-se o nível dos reservatórios para evitar a falta absoluta de energia. Dada uma capacidade de geração e caso os reservatórios estejam com baixo nível o racionamento é decretado com intuito de evitar o desligamento das turbinas por falta de água. Já o déficit é a falta de energia.

Atualmente são definidos como elementos fundamentais na gestão do risco de déficit de energia elétrica no Brasil o sucesso nas obras do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)³⁷, seja na continuidade e conclusão das obras já iniciadas ou na obtenção das licenças necessárias aos novos empreendimentos para que esses sejam concluídos em tempo; o sucesso do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de

³⁶ INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Programa Energia Transparente: Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento.** Disponível em: < <http://www.acendebrasil.com.br/site/secoes/home.asp>>. Acesso: 23 out. 2007.

³⁷ Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado em janeiro de 2007 pelo Governo Federal, vem ao encontro da necessidade de acelerar, de forma sustentável, o crescimento do investimento global da economia. A finalidade do PAC é promover investimentos em infra-estrutura, que permitam: eliminar gargalos a esse crescimento; aumentar a produtividade das empresas; estimular investimentos privados; e, reduzir as desigualdades regionais.

Energia Elétrica (PROINFA)³⁸; o pleno cumprimento do acordo entre a ANEEL e a PETROBRAS, onde esta última se compromete a atender as usinas termelétricas com gás natural.

Questões ambientais têm influenciado em alto grau as licenças para obras no parque gerador brasileiro, incentivadas por grupos de proteção ao meio ambiente que defendem o consumo racional de energia, a busca por fontes alternativas e o crescimento sustentável. O que se deve ter em foco é que as decisões a nível de planejamento precisam ser tomadas rapidamente para num horizonte próximo de modo que o País não venha a enfrentar novos racionamentos ou o risco de *black-out*'s de grande porte.

Em resumo, o risco de déficit está ligado à capacidade de geração do setor de forma geral, tendo como método de tratamento a realização de obras de ampliação, repotencialização das máquinas em operação ou a construção de novas unidades de geração de energia elétrica.

A seguir são apresentados os Riscos de Déficit Anuais elaborados pelo O.N.S. para dois cenários de crescimento do PIB para os anos de 2007 a 2011. No Cenário 1 são considerados um acréscimo médio no PIB de 4% e um crescimento médio de 4,9% na carga de energia elétrica do País.

Tabela 5 -Riscos de Déficit - Cenário 1 - Crescimento do PIB em 4%

SUBSISTEMA	2007	2008	2009	2010	2011
Sudeste/Centro-Oeste					
Qualquer déficit %	0,0	2,2	3,9	4,0	5,3
Déficit >1% da carga	0,0	1,7	3,4	3,3	4,0
Sul					
Qualquer déficit %	0,0	1,0	2,0	2,0	2,9
Déficit >1% da carga	0,0	0,7	1,5	1,5	2,2
Nordeste					
Qualquer déficit %	0,0	3,4	8,6	3,9	5,7
Déficit >1% da carga	0,0	2,6	2,7	1,2	2,1
Norte					
Qualquer déficit %	0,0	3,2	4,9	3,4	3,0
Déficit >1% da carga	0,0	2,6	3,6	2,7	2,7

Fonte: Operador Nacional do Sistema

³⁸ O PROINFA é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), sendo 1.100 MW de cada fonte. Criado em 26 de abril de 2002 pela Lei 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou participação de um maior número de estados no programa, incentivo à indústria nacional e exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 22 out. 2007.

No Cenário 2, para um crescimento do PIB anual na ordem de 4,8%, com aumento médio da carga em 5,5% e sem considerar o leilão de energia nova previsto para 2008 (acréscimo de 1.400 MW médios a serem entregues em 2011), os riscos de déficit anuais são os seguintes:

Tabela 6 - Riscos de Déficit – Cenário 2 - Crescimento do PIB em 4,8%

<i>Sem considerar leilão em 2008: 1.400 MW médios em 2011</i>					
SUBSISTEMA	2007	2008	2009	2010	2011
Sudeste/Centro-Oeste					
Qualquer déficit %	0,0	2,7	4,5	4,8	7,3
Déficit >1% da carga	0,0	2,1	4,0	4,2	5,9
Sul					
Qualquer déficit %	0,0	1,0	3,4	3,1	4,6
Déficit >1% da carga	0,0	0,8	2,2	2,5	2,9
Nordeste					
Qualquer déficit %	0,0	6,6	8,4	4,1	7,5
Déficit >1% da carga	0,0	4,4	3,3	1,6	2,6
Norte					
Qualquer déficit %	0,0	6,0	5,9	3,6	4,8
Déficit >1% da carga	0,0	4,3	4,8	3,5	4,2

Fonte: Operador Nacional do Sistema

Diferente do cálculo do risco de déficit de energia, quando modelos matemáticos podem indicar o completo esvaziamento dos reservatórios, os riscos de racionamento deverão ser calculados para a real situação operativa de preservação de níveis mínimos de armazenamento que permitam ao O.N.S operar o SIN com conhecimento prévio dos recursos disponíveis. A metodologia de cálculo do risco de racionamento está em processo de desenvolvimento pelo ONS cabendo também a definição da profundidade do déficit que deve ser considerada para esse fim de forma que os resultados sejam aderentes à prática operativa e à política de gerenciamento do consumo pelo Poder Concedente, sob a responsabilidade do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE (O.N.S., 2007).

Já o racionamento pode estar ligado a uma situação momentânea de falta de chuvas, o que impede que os reservatórios das hidrelétricas alcancem os níveis mínimos de segurança para operação.

Importante também considerar a influência do O.N.S. como gestor em tempo real do S.I.N., uma vez que fica sob sua responsabilidade gerenciar o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, impactando diretamente na quantidade de energia ofertada por cada usina.

A Resolução nº109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Uma dessas diretrizes é a curva bi-anual de segurança, também denominada "curva de aversão ao risco". Esta curva representa a evolução ao longo do período (de 2 anos) dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada um dos subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste), necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbios interregionais e carga, e com toda a geração térmica (inclusive as térmicas emergenciais da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE) despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período.

Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, o nível de armazenamento do reservatório equivalente de uma região deve ser mantido sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos (O.N.S., 2007).

A Curva de Aversão ao Risco é calculada mediante a hipótese de ocorrência de aflúências correspondentes à média dos 4 piores biênios já verificados: 1933/1934 (4º pior biênio), 1953/1954 (2º pior biênio), 1954/1955 (1º pior biênio) e 1955/1956 (3º pior biênio). Em outras palavras, caso se repitam as piores condições de aflúências dos últimos 100 anos, o nível dos reservatórios de cada submercado deverão estar sempre acima dos valores calculados para cada período, caso contrário o O.N.S. pode solicitar a entrada em operação das termelétricas de emergência, não respeitando com isso o critério econômico, ou seja, despachar primeiramente toda a energia barata das hidrelétricas e só depois autorizar a entrada das termelétricas.

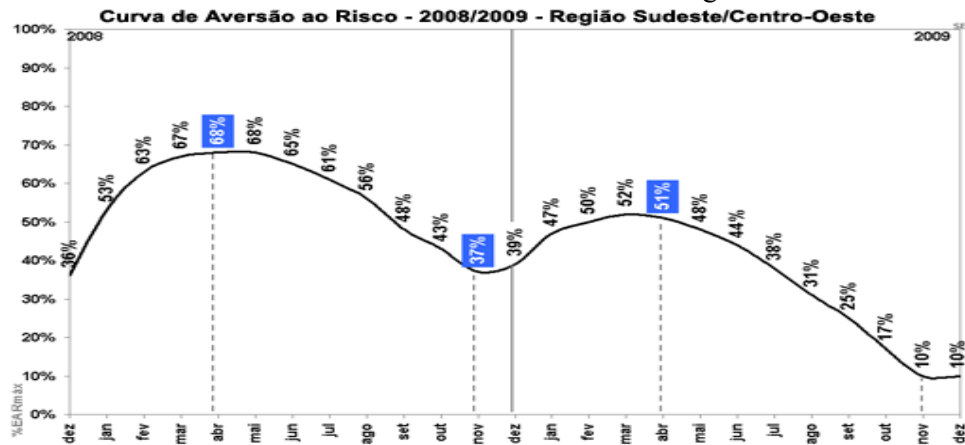
Nos gráficos a seguir temos as Curvas de Aversão ao risco para os submercados Sul, SE/CO e NE calculados para o biênio 2008/2009. Pode ser notada grande diferença entre elas em virtude das diferentes características apresentadas por cada submercado, contudo as informações mais relevante se referem ao mínimos níveis permitidos nos reservatórios para garantir o suprimento hidrelétrico no biênio em questão.

Gráfico 5 - Curva de Aversão ao Risco – 2008/2009 – Região Sul



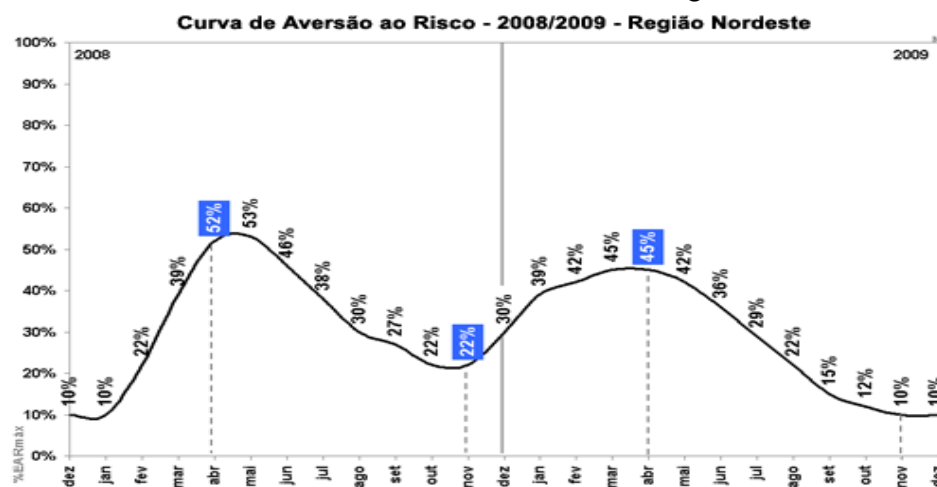
Fonte: Operador Nacional do Sistema

Gráfico 6 -Curva de aversão ao Risco - 2008/2009 -Região Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: Operador Nacional do Sistema

Gráfico 7 -Curva de aversão ao Risco - 2008/2009 – Região Nordeste



Fonte: Operador Nacional do Sistema

Tanto os dados sobre o risco de déficit, quanto da curva de aversão ao risco são importantes para a operação em tempo real e o planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Pode-se notar, através de uma análise de documentos oficiais do MME, da ANEEL, do O.N.S., e outros agentes, que freqüentemente ocorrem modificações em modelos ou critérios de avaliação dos riscos ou do mercado, e que tais mudanças vão em busca de um modelo mais completo e confiável para o setor.

5. CONCLUSÃO

Como observado neste trabalho de pesquisa, a gestão de riscos no âmbito das empresas nacionais e internacionais, vem crescendo e evoluindo seu modo científico de tratá-los. Nos mais diversos setores da economia é possível observar uma preocupação crescente com as incertezas e os reflexos que ela causam na gestão dos riscos que ocorrem nos negócios, em especial, quanto aos ativos produtivos.

Especificamente no caso brasileiro, as mudanças ocorridas na indústria de energia elétrica, com a introdução de uma nova filosofia de compreender o funcionamento do mercado, passaram a exigir dos dirigentes um novo tratamento de fazer gestão de seus investimentos.

Associadas a essas mudanças, o governo brasileiro introduziu o processo de desregulamentação da indústria como um todo e a privatização dos segmentos de geração e comercialização da eletricidade, o que promoveu uma maior competitividade entre os agentes econômicos e fez surgir a necessidade de se identificar, calcular e mitigar os riscos inerentes à esta indústria..

O tratamento de riscos na indústria de eletricidade no Brasil é recente e por esse motivo existe ainda uma grande dificuldade para produzir um levantamento completo que possa expor claramente o “*modus operandis*” de como eles são tratados interno e externamente.

Na busca por material bibliográfico que oferecessem informações sobre as classes de riscos, os métodos de cálculos e meios de mitigá-los, pode-se perceber a predominância de trabalhos de ordem científica voltados ao tema. Também é notável existência de grupos de estudo oriundos de parcerias entre entidades ligadas ao Governo Federal como EPE e CEPEL, empresas públicas da *holding* ELETROBRÁS e empresas privadas de energia ou consultorias. Prova disso são as publicações apresentadas em seminários, palestras, encontros de agentes do setor elétricos, onde são divulgados os estudos com algumas conclusões importantes, possibilitando a troca de experiências e um melhor gerenciamento dos riscos e incertezas produzidos no âmbito da indústria de eletricidade.

O desenvolvimento de modelos de avaliação da viabilidade econômica dos projetos de geração têm atraído inúmeros pesquisadores, resultando na elaboração de modelos matemáticos em sistemas computacionais que auxiliam os agentes econômicos na mensuração dos riscos específicos de cada empreendimento, permitindo-lhes escolher, dentre um conjunto de ativos, qual projeto melhor se adapta às suas expectativas ou ao seu

perfil de investidor. Tais programas baseiam-se em teorias de renome internacional como o caso das Teoria de Portfólio, *Value at Risk*, VPL ou TIR, consideradas partes integrantes da teoria financeira da firma e com boas aplicações à indústria de energia elétrica brasileira.

Em se tratando de incertezas relativas ao preço da energia negociado no mercado de eletricidade do Brasil, o segmento de geração foi beneficiado pela introdução das novas regras, pois através dos leilões de venda de energia de médio e longo prazo tornou-se possível conhecer o fluxo de caixa por longos períodos, trazendo maior segurança aos investidores do setor.

Porém o risco ambiental ainda é muito oneroso no conjunto dos investimentos para a expansão da rede elétrica, uma vez que pode atrasar a entrada em operação ou até mesmo impossibilitar a conclusão de novos empreendimentos.

A transmissão de energia que dentro do novo modelo de mercado de eletricidade, ficou sob domínio estatal, também apresenta seus riscos específicos e uma atividade altamente regulada pela ANEEL. Os agentes recebem pela prestação do serviço baseado na disponibilidade de seus ativos. Dessa forma o bom funcionamento de toda a sua estrutura é que garante a receita da empresa. A adoção de um modelo de gerenciamento das manutenções dos equipamentos reduz o risco de falhas, permitindo que se verifique quais equipamentos são os maiores causadores de redução da receita e dessa forma sejam intensificadas as intervenções preventivas.

Atualmente as regras definidas para a transmissão permitem a esses agentes operarem com uma certa tranquilidade, se comparado às demais atividade do setor de energia, principalmente pelo fato de que sua remuneração fica sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema, não correndo dessa forma o risco de inadimplência.

No segmento de distribuição de energia vê-se como um grande desafio a busca pelo aumento da eficiência na contratação de energia. As incertezas quanto às oscilações na demanda ou a dificuldade em se fazer uma previsão acertada de crescimento têm desafiado as empresas, pois esses fatores representam um risco considerável às concessionárias distribuidoras de energia elétrica, uma vez que afetam diretamente a receita líquida.

Programas computacionais tem sido criados e aperfeiçoados para auxiliá-las nesse sentido, porém de acordo com os dados disponíveis, não há consenso sobre a eficiência desses modelos, deixando claro que são necessárias mais pesquisas e investimentos no gerenciamento desses riscos.

O gerenciamento do risco específico da comercialização de energia também tem sido bastante estudado. Com a entrada dos consumidores livres e dos agentes independentes de comercialização de energia, a gestão do risco de volatilidade dos preços da energia tornou-se algo indispensável para a segurança econômico-financeira das empresas que lidam exclusivamente com compra e venda dessa *commoditie*.

Fica evidente nos trabalhos pesquisados que a utilização de derivativos financeiros permite a transferência de riscos entre os diversos participantes do mercado de energia elétrica, o que contribui para a transparência na definição do preço da energia, para o aumento da liquidez dos contratos de compra e venda e proporciona ao agente comercializador uma exposição controlada quanto à volatilidade de preços.

Quanto ao risco de déficit de energia, essa classe de risco tem sido frequentemente tema de discussões, principalmente na mídia, uma vez que afeta a economia do Brasil de modo geral. Nota-se que há uma preocupação por parte dos órgãos ligados ao Ministério de Minas e Energia em relação à sistemática de cálculo desse risco, além é claro, da forma de como gerenciá-lo.

Estando diretamente ligado à capacidade de geração e a expansão da indústria, fica evidente que os dados sobre o risco de déficit são fundamentais para orientar os formadores de políticas energéticas, a fim de garantir o crescimento da oferta de energia dentro das reais necessidades da nação.

Diante dos resultados apresentados e considerando a complexidade do tema, fica a recomendação do seu aprofundamento.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABCE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Setor Elétrico Brasileiro – Informações básicas**. Setembro de 2007. Disponível em: <http://www.abce.locaweb.com.br/downloads/setoreletricobrasil_26set07.pdf> Acesso em: 19 out. 2007.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa no 109, de 26 de outubro 2004**. Brasília: ANEEL, 2004.
- ALEXANDRE, Monique. **A regulação econômica na indústria de energia elétrica: algumas evidências da atuação da ANEEL**. Florianópolis: UFSC, 2005.
- ARAÚJO, J.L. **Regulação de Monopólios e Mercados: Questões Básicas**. I Seminário Nacional do Núcleo de economia da Infra-estrutura – IE/ UFRJ, Julho de 1997.
- ARFUX, Gustavo A. B.. **Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz**. (Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica) Florianópolis: UFSC, 2004
- AZEVEDO, Erick M.. **Sistema de apoio a decisão para empresa distribuidora de energia elétrica**. Grupo de Estudo em Mercados de Energia Elétrica - GME. Curitiba: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII-SNPTEE), 2005.
- AZEVEDO, M. Edviges C.. **O novo modelo do setor elétrico – avaliação de riscos e impacto financeiro para as distribuidoras**. Grupo de Estudo em Mercados de Energia Elétrica - GME. Curitiba: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII-SNPTEE), 2005.
- BARROS, Emílio A. C.. **Aplicações de Simulação Monte Carlo e Bootstrap**. Maringá: UEM, 2005.
- BERGAMINI JR, Sebastião. **Classificação de risco ambiental: o modelo construído no BNDES**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.10, n. 20, dez 2003.
- _____; BORGES, Luiz F. Xavier; MOTTA, Regis da Rocha. CALÔBA, Guilherme M. VILLA-FORTE, Leticia N. **Modelo de avaliação de risco de crédito em projetos de investimento quanto aos aspectos ambientais**. IBEA – Congresso Anual de Puerto Vallarta, México: novembro de 2003. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 25 set. 2007.
- BRIGHAM, Eugene F.; HOUSTON, Joel F.. **Fundamentos da moderna administração financeira**. Rio de Janeiro: Campus, 1999.
- BRUNI, Adriano L.; FAMÁ, Rubens; SIQUEIRA, José de O.. **Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do método de monte carlo**. Caderno de Pesquisas em Administração, São Paulo, v.1, n 6, 1 trim./1998. Disponível em:

< <http://www.infinitaweb.com.br/albruni/academicos/bruni9802.pdf>>. Acesso em 23 nov. 2007.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Instituições do setor elétrico brasileiro**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 9 mai. 2007.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <http://www.cepel.br/index.php> .

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Relatório consolidado etapa iv – 1**. Brasília: maio de 1997.

_____. **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Relatório consolidado etapa iv – 1**. Brasília: junho de 1997.

COSTA, Luiz G. T. A.. AZEVEDO, Marcos C. Lima. **Análise Fundamentalista**. Rio de Janeiro : FGV/EPGE. 1996.

ELETROBRÁS. Disponível em: <<http://www.eletrabras.gov.br>>. Acesso em: 6 mai. 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Mercado de energia elétrica – 2006-2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

FACCIN, Tatiane. **O Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) no contexto das transformações da indústria de energia elétrica brasileira**. Florianópolis: UFSC, 2003.

FACHIN, Odília. **Fundamentos da Metodologia**. 3 ed. São Paulo: Saraiva, 2002.

FERGUNSON, C. E.. **Microeconomia**. 12 ed. Rio de Janeiro: Forense Universitária. 1989.

FERNANDES, Francisco. **Dicionário brasileiro globo: ilustrado**. 4. ed. Porto Alegre: Editora Globo, 1978.

FIANI, R. **Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras**. Rio de Janeiro: UFRJ, 1998.

FIGUEIREDO, Romana P. de. **Gestão de riscos operacionais em instituições financeiras – uma abordagem qualitativa**. 2001. Dissertação (Mestrado em Administração), Universidade da Amazônia – UNAMA, Belém, 2001.

FORBES, L. F.. **Mercados futuros: uma introdução**. São Paulo: BM&F, 1994.

FUSARO, P.C.. **Energy risk management**. New York: McGraw-Hill, 1998

GIL, Antônio Carlos. **Técnicas de pesquisa em economia**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1990.

GOMES, Luiz Carlos. **Risco de escassez de energia elétrica: perspectivas e eficiência das soluções**. Florianópolis: UFSC, 1997.

GUIMARÃES, André R. **Estratégia de contratação das distribuidoras sob incerteza na demanda em leilões de energia**. Grupo de Estudo em Mercados de Energia Elétrica-GME. Curitiba: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII-SNPTEE), 2005.

HAMMERSLEY, J.M e HANDSCOMB, D. C.. *Monte Carlo methods*. London: Methuen, 1964.

HULL, John. **Introdução aos mercados futuros e de opções**. 2 ed. São Paulo: BM&F, 1996.

KNIGHT, F. H.. **Risco, incerteza e lucro**. Rio de Janeiro: Expressão Cultural, 1921.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Risco ambiental atrasa 1/3 das usinas do PAC**. Jornal Folha de São Paulo - Caderno dinheiro: São Paulo, 31/05/2007.

_____. **Programa Energia Transparente: Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento**. Disponível em:
< <http://www.acendebrasil.com.br/site/secoes/home.asp>>. Acesso em: 23 out. 2007.

JORION, P.. *Value at Risk: a nova fonte de referência para o controle de risco de mercado*. São Paulo: BM&F, 1999.

MCRAE, Hamish. **O mundo em 2020**. HSM - Management. V.15, p. 112-118, 1999.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <
<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 10 mai. 2007.

MOLLICA, Marcos A.. **Uma avaliação de modelos de value-at-risk: Comparação entre métodos tradicionais e modelos de variância condicional**. Dissertação de Mestrado, São Paulo: USP, 1999.

MONTANO, Paulo F.. **O uso de contratos derivativos como instrumento de gestão de risco na indústria de energia elétrica**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2004.

MÜLLER-MONTEIRO, Eduardo. **Teoria de Grupos de Pressão e Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro**. (Dissertação de Mestrado em Energia). São Paulo: USP, 2007.

OLIVEIRA, Maurício Figueiredo de. **Contribuições ao gerenciamento de risco no problema de comercialização de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Florianópolis: UFSC, 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – O.N.S.. Disponível em:
<<http://www.ons.gov.br>>. Acesso em: 6 mai. 2007.

_____. **Plano Anual da Operação Energética – PEN 2007 – Relatório Executivo**. Rio de Janeiro: O.N.S, 2007.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L.. **Microeconomia**. 4. ed. São Paulo: Makron Books, 1999.

PLANEJAMENTO ECONÔMICO. **Carteiras de Mínimo VAR (“Value at Risk”) no Brasil**. Março de 2006. Disponível em: < <http://www.planejamento.org>>. Acesso em: 25 out. 2007.

PERCEBOIS, J.. **O processo de desregulamentação do gás na Europa: abordagem econômica e política**. Rio de Janeiro:UFRJ, 1999.

PONTES, J. Randolpho. **A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação**. Dissertação de Mestrado, Florianópolis: UFSC/EPS, 1998.

PORTER, Michael E.. **A vantagem competitiva das nações**. Rio de Janeiro: Campus, 1993.

ROSA, Luiz P.. TOLMASQUIM, Mauricio T.. D’ARAUJO, Roberto. SOARES, Sebastião. **Os riscos de déficit de energia e a privatização de Furnas**. Rio de Janeiro: 2000. Disponível em: <<http://www.ivig.coppe.ufrj.br/doc/crisefin.pdf>>. Acesso em: 19 out. 2007.

SALOMON, Dêlcio Vieira. **Como fazer uma monografia**. 10. ed. São Paulo: Martins Fontes, 2001.

SANDRONI, Paulo. **Dicionário de economia do Século XXI / Paulo Sandroni**. 2. ed. Rio de Janeiro: Record, 2006.

SANTOS, E. M.; PAMPLONA, E. O..**Teoria das opções reais aplicadas em Pesquisa & Desenvolvimento**. 2º Encontro Brasileiro de Finanças. Rio de Janeiro: IBMEC, julho de 2002.

SILVA FILHO, Alvim Borges da. **Derivativos financeiros como instrumento para gestão de risco no setor de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado. Florianópolis: UFSC, 2001.

SILVA NETO, Lauro de Araújo. **Derivativos: definições, emprego e risco**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 1998.

SILVEIRA, F. S. V.; MOROZOWSKI FILHO, M.. **Avaliação de carteiras de projetos de geração considerando contratos de opções**. X Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro de Setor Elétrico. Foz do Iguaçu: Copel, 2002.

SIMONSEN, M. H.. **O crítico da ópera bufa da inflação**. Rio de Janeiro: FGV, 1997.

SOARES, Leonardo. **Precificação e seleção de novos empreendimentos de geração no setor elétrico brasileiro: um enfoque risco retorno**. Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação de Energia Elétrica - GEC. Rio de Janeiro: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XIX SNPTEE), 2007.

SOUZA, José Sarto. **Modelo de simulação macroeconômica e de demanda de energia elétrica**. Grupo de Estudo em Mercados de Energia Elétrica- GME. Curitiba: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII-SNPTEE), 2005.

SOUZA, Luciane Caliari de. **Tratamento de riscos no mercado brasileiro de energia elétrica, no período de 1998-2002**. Florianópolis: UFSC, 2004.

TONDELLO, Cendar João. **Uma metodologia para gerenciamento do risco de empresas de transmissão**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Florianópolis: UFSC, 2001.

USP - UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Departamento de Engenharia Elétrica. **A história da eletricidade no Brasil**. São Paulo: USP. Disponível em: <<http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/conteudodehistoricobrasil.htm>>. Acesso em: 15 mai. 2007.

VARIAN, Hal R.. **Microeconomia**. 5 ed. Rio de Janeiro: Campus, 2000.