

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Mariana Rocha Galhardo

**CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO TARIFÁRIO EM
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO
BRASIL: ASPECTOS DE RISCO**

Orientador: Prof. José Arnaldo Barra Motevechi, Dr

Coorientador: Prof. Afonso Henriques Moreira Santos, Dr

Itajubá

2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Mariana Rocha Galhardo

**CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO TARIFÁRIO EM
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO
BRASIL: ASPECTOS DE RISCO**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção como requisito parcial à obtenção do título de *Mestre em Engenharia de Produção*

Banca Examinadora:

Prof. José Arnaldo Barra Motevechi, Dr

Prof.: Afonso Henriques Moreira Santos, Dr

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr.

Prof. Marcelo Lacerda Rezende, Dr.

Itajubá

2006

GALHARDO, Mariana Rocha. Contribuição ao estudo tarifário em distribuidoras de energia elétrica no Brasil: aspectos de risco, Itajubá: UNIFEI, 2006. 108 p. (Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Itajubá).

Palavras-Chaves: Gestão de risco – Novo modelo do setor elétrico – CVA (conta de variação de valores da parcela A).

Dedico este trabalho aos meus pais Jorge Mauad Galhardo e Sara Guadalupe Rocha Galhardo pelo exemplo de vida, às minhas adoradas irmãs Natasha e Camila e a todos os professores que me incentivaram no crescimento e aprimoramento pessoal e profissional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Professor José Arnaldo Barra Montevechi pelos conselhos, pela companhia, compreensão e amizade sempre ofertada.

Agradeço também ao Professor Afonso Henriques dos Santos, coordenador do grupo de estudos energéticos (GEE), que colaborou na fase de revisão bibliográfica e na elaboração do modelo de simulação com conselhos valiosos e com seu inolvidável conhecimento sobre setor elétrico brasileiro.

Meus agradecimentos aos demais Professores de Pós-Graduação da UNIFEI, Carlos Eduardo Sanches, Dagoberto de Almeida, Edson de Oliveira Pamplona, Fábio Roberto Fowler, Jamil Hadadd, João Batista Turrioni, Luis Augusto Horta Nogueira, Pedro Paulo Balestrassi, Renato da Silva Lima, Roberto Alves, pelo conhecimento compartilhado e, que muito mais que professores, se mostram amigos, sempre dispostos a ajudar no necessário para a conclusão deste trabalho.

Meus agradecimentos ao colega Wesley Silva e ao aluno de doutorado, Francisco Alexandre, pela colaboração e cumplicidade.

Agradeço também ao amigo Carlos Nascimento pelos momentos de reflexão e apoio, fundamentais na construção desta pesquisa.

Ao meu pai Jorge, minha mãe Sara e minhas irmãs Natasha e Camila, registro meus mais sinceros votos de agradecimentos pela compreensão e apoio incondicional que me ofertaram, que por mais esforço que faça, nunca conseguirei retribuir por completo. Peço desculpas pelos momentos de irritação e espero que estejam comigo, vencendo meus próximos desafios.

Minha gratidão a todos os amigos e colegas de pesquisa, cujo apoio foi decisivo para meu desenvolvimento profissional.

Agradeço à CAPES pela bolsa de estudo fornecida durante o Curso.

A todas as pessoas que de forma direta e indireta colaboraram para a realização desta pesquisa, meus agradecimentos.

Agradeço a Deus, que tem sempre olhado por minha vida com zelo de um Pai amoroso, me abrindo os caminhos conforme meu amadurecimento para a construção de uma vida realmente feliz, e sem o qual eu nunca chegaria a lugar algum.

**“A vida Virtuosa é uma vida
inspirada pelo Amor e guiada
pelo Conhecimento”**

Bertrand Russel

O último século impôs um ritmo acelerado de mudanças à economia. Com isto percebeu-se um movimento natural da sociedade na busca pelo melhor entendimento do significado da palavra risco. Esta busca levou ao desenvolvimento da pesquisa sobre ferramentas e processos para a gestão do risco; estas ferramentas e processos passaram a ter caráter estratégico principalmente quando aplicados a setores com forte inter-relação com o desenvolvimento e crescimento econômico de uma nação.

A economia brasileira na última década relegou investimentos ao setor elétrico, fato que acarretou na crise de suprimento de 2001, que interrompeu o ritmo de crescimento econômico. As mudanças decorrentes destes fatos foram sentidas até meados de 2004, data de retomada dos patamares de consumo de 2001.

Essa pesquisa pretende propor uma análise sistemática de identificação, apuração e mitigação dos riscos, atendendo a todas as especificidades do setor elétrico, tornando-se assim uma base confiável de consulta para aprimoramento da gestão de risco de uma concessionária de distribuição de energia.

ABSTRACT

The last century imposed an accelerated rhythm of economics changes. In this way, it was noticed a natural movement of the society searching for the best understanding of the meaning of the word risk. This search took to the development of the research for tools and processes for the administration of the risk; these tools and processes started to have strategic character mainly when applied to sections with strong interrelation on the development and economic growth of a nation.

The Brazilian economy in the last decade relegated investments to the electric section, fact that carted in the supply crises in 2001 and in the break of the economic growth rhythm. The impact of this break was still noticed after three years.

This research intends to propose a systematic of analysis, identification, counting and mitigation of the risks, assisting all of the specificities of the electric section, becoming therefore a reliable base of consultation to optimize the risk management.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Componentes do retorno exigido	15
Figura 3.1 – Evolução do valor da energia no MAE durante o racionamento	39
Figura 3.2 – Tipos de contratação de energia no ACR	53
Figura 5.1 – Resultado da projeção da CCC em 2006	94
Figura A.1 – Representação do método analítico	A-15
Figura A.2 – Representação do método simulação histórica	A-17
Figura A.3 – Representação do método simulação Monte Carlo	A-20

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1 – Projeção da cota de Itaipu	89
Gráfico 5.2 – Projeção do valor da tarifa de transporte de Itaipu	92
Gráfico 5.3 – Projeção do valor da CDE	96
Gráfico 5.4 – Projeção do valor do ESS	99
Gráfico A.1 – Comparação da variação dos preços em função dos juros	A-2
Gráfico A.2 – Comparativo VaR com VaR incremental	A-9

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Riscos Associados ao setor elétrico	24
Tabela 3.1 – Opções de comercialização no ACL	55
Tabela 3.2 – Resumo exemplificado das novas regras de contratação	57
Tabela 3.3 – Critérios para liquidação das diferenças no curto prazo	58
Tabela 3.4 – Resumo dos critérios adotados na liquidação das diferenças no resumo exemplificado das novas regras de contratação curto prazo	59
Tabela 4.1- Cotistas de Itaipu	69
Tabela 4.2 – Taxa SELIC	72
Tabela 4.3 – Tarifa TUST RES 307/03	78
Tabela 5.1 – Valor em dólar da potência de Itaipu	88
Tabela 5.2 – Projeção de dólar	89
Tabela 5.3.- Valor do transporte da energia de Itaipu (MW)	91
Tabela 5.4 – Valores projetado do transporte de Itaipu	92
Tabela 5.5 - Histórico da CCC	94
Tabela 5.6 – Quotas da CDE	95
Tabela 5.7 – Base de dados ESS	98
Tabela A.1 – O computo da <i>Duration</i>	A-4
Tabela A.2 – Comparativo entre VaR e VaR relativo	A-6
Tabela A.3 – Comparativo entre VaR e VaR marginal	A-7
Tabela A. 4 – Comparativo VaR com VaR incremental	A-9
Tabela A.5 – Descrição e aplicação das metodologias para determinação do VaR	A-11
Tabela A.6 – Comparação entre as metodologias para a determinação do VaR	A-12

LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APE – Autoprodutor de Energia
BCB – Banco Central Brasileiro
CAG – Controle automático de geração
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis fósseis
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CEO – Chief Executive Officer
CFO – Chief Finance Officer
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
COSR – Centros de Operação de Propriedade do ONS
CRO – Chief Risk Officer
CSPG – Concessionários de Serviço Público de Geração
CVA – Conta da Variação dos itens da parcela A
DIT's - Demais Instalação de Transmissão.
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FER – Fontes de energia renováveis
GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia
GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
IGPM – Índice Geral de Preços de Mercado
IPCA – Índice de Preço por Atacado
IRT – Índice de Reajuste Tarifário
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MME – Ministério de Minas e Energia
MCSD – Mecanismo compensação de sobras e déficit
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequenas Centrais Elétricas
PDE – Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos
PDO – Programa Diário de Operação
PDP – Programa Diário de Produção
PELP – Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico
PIE – Produtor Independente de Energia
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças
PMAE – Preço no MAE
PPT – Programa Prioritário de Termoeletricas
PROINFA - Programa de Incentivo as Fontes Alternativas
RB – Rede Básica
RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR – Reserva de Global de Reversão
RAP – Receita Anual Permitida

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SIN – Sistema Interligado Nacional

SME – Sistema Monetário Europeu

TE – Tarifa de energia

TUST – Tarifa de uso dos sistemas de transmissão

VaR – Value at Risk ou Valor em risco

VR – Valor de referência

LISTA DE VARIÁVEIS

CVA = Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da “Parcela A” da tarifa de energia

CVA_{EI} = CVA referente a potência (energia) de Itaipu.

CVA_{TI} = CVA referente ao transporte da potência (energia) de Itaipu

CVA_{RB} = CVA referente a TUST Rede Básica

CVA_{CDE} = CVA referente a conta de desenvolvimento energético

CVA_{Energia} = CVA referente custo de aquisição de energia elétrica

CVA_{ESS} = CVA referente ao encargo de serviços do sistema

CVA_{Proinfa} = CVA referente a Programa de incentivos as fontes alternativas de energia elétrica

LISTA DE TERMOS

Agentes da operação – o ONS e empresas de geração, transmissão, distribuição e consumidores ligadas diretamente à rede de operação do ONS.

Agentes de mercado – Agentes participantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE – antigo MAE), PIE, auto-produtor.

Agentes do setor – Abrange órgão regulador (ANEEL), o ministério de minas e energia (MME), os agentes da operação, os agentes de mercado e as Associações.

Área de controle – Área do sistema na qual um Centro de Operação tem a responsabilidade de controle de frequência e intercâmbio através da operação do Controle Automático de Geração - CAG.

Benefício – Aquilo que o agente almeja.

Broker – Agente que intermedeia contratos

Controle automático de geração – Processo sistêmico que viabiliza a manutenção da frequência e/ou do intercâmbio, entre áreas do sistema elétrico, através de recursos de controle que atuam em usinas ou unidades geradoras. Este termo também é aplicado para se referir ao conjunto de equipamentos e/ou dispositivos responsáveis por essa ação.

Centros de Operação de propriedade – Responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação da rede de operação regional/local, pela supervisão e controle da operação da rede de operação sistêmica, bem como pela supervisão, controle, comando e execução do despacho de geração das usinas integradas, em sua região de atuação.

Centro de Operação de Empresa de Geração – Responsável por ações de comando ou comando e execução (no caso de instalações desassistidas) da operação de um conjunto de instalações de geração de propriedade da empresa.

Centro de Operação de Empresa de Transmissão – Responsável por ações de comando ou comando e execução (no caso de instalações desassistidas) da operação de um conjunto de instalações de transmissão de propriedade da empresa.

Carga de um sistema elétrico – Montante total dos requisitos de demanda de potência associados a uma empresa ou subsistema em determinado instante

Carga própria de demanda – Montante total dos requisitos de demanda de potência associados a uma empresa ou subsistema integralizados em um período predeterminado.

Carga própria de energia – Montante total de energia requisitado por uma empresa ou subsistema em determinado período.

Cargas interruptíveis – Cargas de consumidores que, de acordo com contrato específico, podem ser desligadas por iniciativa do concessionário ou do ONS, por tempo limitado.

Centro de carga – Ponto elétrico de concentração da carga de uma determinada área.

Centros de operação do ONS – Centros de Operação próprios do ONS, designados por CNOS ou COSR, e os Centros de Operação através dos quais as Empresas prestam serviços de operação de sistema através dos seus próprios Centros, designados de COS ou COL.

Controle da operação – Consiste na monitoração de grandezas ou do estado de equipamentos e linhas de transmissão e na determinação de ações aos Agentes da Operação, para obtenção de valores ou estados desejados.

Controle de geração – Ações para o cumprimento do Programa Diário de Operação - PDO e suas reprogramações.

Disponibilidade – Indicador da probabilidade em que, em um dado momento, um equipamento ou sistema esteja operando satisfatoriamente ou apto para operar.

Empresas de distribuição – Pessoa jurídica com concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

Empresas de geração – Pessoa jurídica com concessão ou autorização para a exploração dos serviços públicos de geração de energia elétrica.

Empresas de transmissão – Pessoa jurídica com concessão para a exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

Energia armazenada – Valoração energética do volume armazenado em um reservatório pela produtividade das usinas hidroelétricas à sua jusante.

Energia natural afluyente – Valoração energética da afluência natural a um reservatório pela produtividade das usinas hidroelétricas à jusante.

Energia segurada - Energia que pode ser comercializada por uma geradora. Sua soma pode ser maior, menor ou igual à energia contratada.

Gaming – Ação estratégica de um agente que busca maximizar seu benefício individual através de práticas muitas vezes legais, mas nocivas ao bom funcionamento do sistema elétrico.

Instalações – Usinas, subestações e linhas de transmissão.

Instrução de operação – Documento técnico nos quais são estabelecidos os procedimentos detalhados para a coordenação, supervisão, controle, comando e execução da operação do sistema.

Limite de confiabilidade – Valor de uma ou mais grandezas a partir do qual estão esgotados todos os recursos para atendimento com segurança, do sistema ou de uma área.

Limites operativos – Valores numéricos, supervisionados e controlados, associados a parâmetros do sistema e de instalações e que objetivam estabelecer níveis de confiabilidade ou suportabilidade operativa no sistema eletroenergético ou hidráulico, ou ainda de linhas de transmissão, equipamentos ou máquinas.

Manual de procedimentos da operação – Documento no qual estão estabelecidos processos, responsabilidades, normas e metodologias para a operação do sistema elétrico, energético e hidráulico.

Manutenção corretiva – Todo serviço de reparo executado com a finalidade de se obter o restabelecimento das condições normais de utilização das instalações que apresentaram falha ou defeito.

Manutenção preventiva – Todo serviço programado de controle, conservação e restauração dos equipamentos, ou linhas de transmissão, executados com a finalidade de mantê-las em condições satisfatórias de operação.

Mercado Atacadista de Energia Elétrica – Ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas, no qual se processam a compra e venda de energia entre seus participantes, tanto através de contratos bilaterais como em regime de curto prazo, tendo como limites os Sistemas Elétricos Interligados do País.

MW médio – Megawatt médio, demanda fictícia equivalente à razão entre a energia consumida e o número de horas do período de consumo, geralmente, um mês.

Operação em tempo real – Consiste na coordenação, supervisão e controle de todo o processo operacional dos sistemas hidráulicos, energéticos e elétricos, realizado em tempo real, a partir do que são emanadas as determinações para as Empresas efetuarem os comandos e execuções da operação das instalações.

Operação normal para controle de cheias – Regime de operação adotado em situação de cheia quando não existem perspectivas de esgotamento dos volumes de espera alocados, nem da liberação das descargas defluentes superiores à descarga de restrição de reservatórios ou sistemas de reservatórios.

Player – Agente de mercado que pode atuar nas diversas áreas do setor (comercialização, distribuição, e geração) o conceito pode se estender aos órgãos reguladores também.

Ponta de carga – Valor máximo de carga durante um intervalo de tempo especificado.

Produção hidráulica/ térmica - Total de energia elétrica gerada (hidráulica, térmica ou ambas), medida nas saídas dos geradores de uma usina, durante um intervalo de tempo especificado.

Programa Diário de Produção – Documento que estabelece para o dia subsequente, em intervalos de tempo predefinidos, os valores de geração por unidade geradora ou usina, carga por empresa e intercâmbio entre áreas do sistema, respeitando os limites operativos do sistema, bem como as diretrizes e procedimentos operativos para os casos de necessidade de reprogramação em tempo real.

Produto de energia elétrica – Montantes de energia elétrica predefinidos para comercialização, para os quais são especificadas potência mínima e máxima, sob mercado de entrega, vendedor e prazo de duração do contrato.

Rede básica – Instalações pertencentes ao Sistema Interligado identificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL.

Rede complementar – Rede fora dos limites da rede básica, cujos fenômenos que nela ocorrem têm influência significativa na rede básica.

Rede de operação – União da rede básica com a rede complementar e as usinas integradas, em que o ONS exerce a coordenação, a supervisão e o controle da operação dos Sistemas interligados Brasileiros, atuando diretamente através de um dos centros de operação, ou via centro da empresa proprietária das instalações.

Rede de operação regional/local – Parte da rede de operação, constituída dos sistemas troncos de transmissão aos centros de carga e das interligações com concessionárias e consumidores ligados diretamente à rede básica, cujos fenômenos são predominantemente de repercussão regional/local.

Rede de operação sistêmica – Parte da rede de operação, constituída das usinas integradas e parte do sistema de transmissão utilizada para a integração eletroenergética, cujos fenômenos são predominantemente de repercussão sistêmica.

Rede de simulação – Rede necessária de ser representada, para que os estudos e análises de fenômenos na rede de operação apresentem resultados com o grau de precisão requerido para definição de diretrizes e procedimentos para operação desta rede.

Reserva de potência operativa – Potência de geração que deverá ficar à disposição dos Centros de Operação, subdividida em parcelas para finalidades especificadas e distribuída entre as diversas usinas integradas conforme critérios preestabelecidos.

Sistema interligado – Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas.

Supervisão da operação – Observação das condições atuais do sistema e acompanhamento das ações de controle, comando e execução da operação.

Trader – Agente responsável por fazer negócio com energia, administrando contratos e volumes de energias.

Type – O *type* de um agente engloba todas suas informações particulares, tais como crença a respeito dos demais agentes, expectativa das crenças que os demais agentes possuam a seu respeito, expectativa que os demais agentes possuam de sua crença a respeito deles, e assim por diante.

Unidade geradora ou usina sob controle – Unidade geradora ou usina que se encontra participando no processo de CAG e recebendo sinais de telecontrole de um COS.

Usina de alta confiabilidade – Usina capaz de se auto restabelecer independentemente de qualquer alimentação externa para suprir os seus serviços auxiliares, estando suas unidades geradoras na condição de repouso (desligadas elétrica e mecanicamente).

Usina de baixa confiabilidade – Usina que necessita de alimentação externa para seu serviço auxiliar, para que possa ter suas unidades geradoras recompostas após a ocorrência de uma perturbação ou distúrbio no sistema elétrico que faça com que suas unidades geradoras fiquem na condição de repouso (desligadas elétrica e mecanicamente).

Usina de média confiabilidade – Usina capaz de alimentar seu serviço auxiliar a partir da tensão terminal de um ou mais de seus geradores.

Usina integrada – Usinas com capacidade igual ou superior a 50MW de Empresas integrantes do CCEE e que terão seu despacho comandado ou executado pelo ONS.

Vazão afluyente – Vazão que chega a um reservatório, em um determinado intervalo de tempo.

Vazão defluente ou defluência – Vazão total que sai de um reservatório em um determinado intervalo de tempo. A vazão defluente é igual à soma da vazão turbinada somadas à vazão vertida e a vazão eventualmente existente e utilizada para finalidades outras que não a geração de energia elétrica.

Volume de espera – Volume de um reservatório, deixado vazio, para ser utilizado para controlar a sua defluência em situação de cheia.

Dedicatória	<i>i</i>
Agradecimentos	<i>ii</i>
Resumo	<i>iv</i>
Abstract	<i>v</i>
Lista de figuras	<i>vi</i>
Lista de gráficos	<i>vii</i>
Lista de tabelas	<i>viii</i>
Lista de siglas	<i>ix</i>
Lista de variáveis	<i>xi</i>
Lista de termos	<i>xii</i>
Sumário	<i>xvii</i>
Capítulo 1 - Introdução	
1.1 Considerações iniciais	1
1.2 Objetivo do trabalho	3
1.3 Relevância do tema da dissertação	4
1.4 Metodologia da pesquisa	6
1.5 Estrutura da dissertação	8
1.6 Considerações finais	9
Capítulo 2 - Gestão de risco no setor energético – Métricas	
2.1 Considerações iniciais	10
2.2 Conceito de retorno	11
2.3 Conceito de risco	16
2.4 Riscos específicos do setor energético	20
2.5 Conceito de volatilidade e correlação	25
2.6 Métodos de análise de risco - Abordagens contemporâneas ao risco no setor	28
2.7 Ferramentas de proteção ao risco – <i>Hedge</i>	31
2.8 Estratégias de <i>hedging</i> no setor	33
2.9 Considerações finais	34
Capítulo 3 - Panorama do setor elétrico brasileiro	
3.1. Considerações iniciais	36
3.2. Panorama geral	37
3.3. Marco regulatório da atual estrutura do setor elétrico	40
3.3.1. Agentes e órgãos do setor	42
3.3.2. Ambientes de contratação	52
3.4. Comercialização de energia	55
3.5. Risco do marco regulatório	57

3.6. Considerações finais	61
---------------------------	----

Capítulo 4 - Regime Tarifário para distribuidora de energia

4.1. Considerações iniciais	63
4.2. Remuneração das distribuidoras: Tarifa e revisão tarifária	63
4.3. Conta de Compensação de Variação Valores de itens da parcela A CVA	67
4.4. Considerações finais	84

Capítulo 5 - Análise dos componentes da CVA

5.1. Considerações iniciais	85
5.2. Pontos relevantes na aplicação do modelo de previsão	85
5.3. Resultados das projeções da CVA	86
5.4. Considerações finais	102

Capítulo 6 - Conclusões

6.1. Contribuição do trabalho	103
6.2. Objetivos atingidos	103
6.3. Limitações	105
6.4. Sugestões para futuros trabalhos	105
6.5. Considerações finais	107

Referências bibliográficas

ANEXO A - Estudo sobre métodos de gestão de risco no mercado financeiro

ANEXO B – Lista da regulamentação consultada (Leis, decretos e resoluções)

ANEXO C - Lista dos artigos elaborados

Capítulo 1 -Introdução

“Existem três tipos de Empresas: as que fazem as coisas acontecerem, as que ficam observando o que acontece e as que ficam se perguntando o que aconteceu”(ANÔNIMO).

1.1. Considerações Iniciais

Aproximadamente em 9000 a.C., determinados grupos de seres humanos (ou homo sapiens), em algumas áreas (oriente), depararam-se com o primeiro problema referente à escassez de recursos, no caso o alimento. Foi a partir de então, que a humanidade deixou de viver basicamente da caça e da pesca passando a explorar a agricultura intensiva. Na verdade a agricultura trouxe os primeiros fundamentos da *produção tecnológica*, trazendo a melhoria da sociabilidade, da vida intelectual e maior segurança (JOBIM e LINDOSO, 1976a).

Passados 2000 anos das primeiras experiências de cultivo de cereais e domesticação de animais, o modo de vida agrícola já estava consolidado. Os avanços conquistados com o desenvolvimento das técnicas de produção intensiva, fruto do domínio das técnicas de irrigação, foram o ponto de partida para o crescimento da população, a formação das primeiras cidades, dos Estados e das religiões. O desenvolvimento do saber humano em diversas áreas resultou em conquistas no campo da escrita, da construção, dos processos manufatureiros, da medicina, da matemática, do comércio, etc. Tais transformações mostravam a preocupação da humanidade em organizar-se a fim de minimizar ou eliminar os riscos, contra os quais antes não possuíam condições ou conhecimento para contingência-los. Esta atitude foi uma evolução marcante para o desenrolar da história da humanidade (PARKER, 1993).

Milênios se passaram, o continente europeu que vivia a margem dos impérios do oriente, iniciou um processo que o consolidou como um importante pólo de desenvolvimento para as civilizações. Ao final do século XV d.C., novas oportunidades de lucro surgiram com o desenvolvimento das técnicas de navegação, o descobrimento da América Espanhola e a chegada dos portugueses à Índia, transformando os padrões tradicionais de negócios medievais nas estruturas básicas do novo mundo. A expansão econômica tornava a estrutura

mercantil tradicional cada vez menos adequada. Novas estruturas de mercado surgiram a fim de atender as demandas e a comunidade mercantil passou a utilizar cheques negociáveis e letras de câmbio. Foi a primeira vez que o crédito substituiu o dinheiro como principal meio de troca. Este movimento era impulsionado por uma taxa de juros de 25 % a.a. (1500 d.C), mas decorridos 50 anos caíra para 9% a.a. (1550 d.C.) (JOBIM e LINDOSO, 1976b). Os mercadores e os banqueiros corriam riscos (como os prejuízos causados por Estados que não reconheciam suas dívidas) e, para minimizar as perdas, exigiam como garantia monopólios sobre a exploração de minérios, cobrança de receitas e controle de alfândegas. As baixas taxas de juros, a livre movimentação de capital, o pagamento de seguros internacionais e o fluxo de depósitos garantidos lançaram as bases do sistema financeiro moderno (PARKER, 1993; JOBIM e LINDOSO, 1976b; ROSSETTI, 1997).

No final do século XVIII, as vésperas da industrialização, o domínio econômico da Europa já era extenso, embora irregular. Os ingleses estavam determinados a conquistar a Índia e, com o aparecimento de novos métodos de produção (principalmente os teares mecânicos), eclodiu a revolução industrial. O processo teve início na Grã-Bretanha (Inglaterra), o país dispunha de recursos valiosos como carvão, ferro, estanho, cobre; a infra-estrutura de transporte (portos, rodovias e ferrovias) era de excelente qualidade; a agricultura era eficiente e altamente comercializada. A revolução industrial dividiu-se em duas fases: a primeira dominada pela mecanização têxtil (1733 - a primeira lançadeira automática foi criada pelo tecelão - mecânico Jonh Kay), e a segunda que, com a utilização *da energia*, atingiu maiores proporções, *James Watt* que criou os primeiros motores térmicos (1769 - patenteado), possibilitando assim ganhos de escala na *linha de produção* (PARKER, 1993; JOBIM e LINDOSO, 1976b).

Ainda durante o século XVIII sob a óptica do Iluminismo (a Idade da Razão), *François Quesnay* e *Adam Smith* publicaram os primeiros estudos econômicos fundamentados em levantamentos quantitativos, trabalho embrionário de análise de interdependência dos fatores econômicos.

Diante do panorama histórico apresentado percebe-se a direta relação entre risco, produção e energia, pontos fundamentais para o desenvolvimento de todo o modo de vida da sociedade moderna. Com o passar do tempo, tanto os cidadãos quanto as empresas passaram a se preocupar com o que o futuro lhes reserva. O principal motivo para tal apreensão está na velocidade com que as mudanças ocorrem. Nos últimos 20 anos, todas as formas de comunicação, gestão e produção vêm sofrendo modificações significativas em virtude dos avanços da informática.

Embora não sejam todas as empresas a perceberem que seus mercados estão sempre mudando, a contínua exposição às incertezas é uma realidade. Em verdade, o risco faz parte da própria existência humana; é impossível eliminá-lo, quer pela impossibilidade em coletar todas as informações (variáveis) relevantes ou pela dificuldade em se prever o futuro (OHMAE, 2001; COSTA e BAIDY, 2003).

Após toda a evolução, o desafio da ciência está em desenvolver e validar técnicas/ferramentas capazes de maximizar os resultados obtidos na aplicação dos recursos escassos. Esta busca pelo maior resultado possível deve ser capaz de contemplar a máxima do mercado financeiro “*o maior retorno está sempre associado ao maior risco*”. Os administradores financeiros perguntam-se qual o ponto de retorno ideal? Qual o nível de risco válido de se assumir? Qual a relação entre risco e retorno?

O desafio passa a ser o domínio (ou mapeamento) dos riscos e a definição de estratégias de mitigação.

1.2. Objetivo da Pesquisa

A economia mundial tem percebido um aumento na demanda por desenvolvimento/aplicação de ferramentas de gestão de risco. Alguns autores apostam que a tendência decorre da globalização, da disseminação da cultura de aplicações em fundos de ações e das crises do México (1994), da Ásia (1997), e da Rússia (1998). Além da exigência de bancos centrais, outros órgãos reguladores e acionistas em conhecer o risco a que as instituições estão expostas. Com isto as empresas passam a direcionar seu planejamento estratégico em função dos dados apurados na gestão de risco.

Sendo assim esta pesquisa tem como objetivo principal analisar a gestão de risco em empresas de distribuição de energia que atuem no setor energético brasileiro, considerando as limitações da pesquisa científica, buscou-se abordar através da óptica acadêmica a realidade empresarial, oferecendo ferramentas eficientes na identificação, análise e contingenciamento dos riscos inerentes à gestão destas organizações.

Já como objetivo secundário a presente pesquisa pretende apresentar uma consolidação das publicações pertinentes sobre:

- Conceitos sobre risco, retorno, volatilidade, correlação, *hedge*, métrica e práticas de gestão de risco.
- Definição das ferramentas de gestão de risco para empresas de energia e empresas financeiras.

- O histórico e desenvolvimento do setor elétrico no Brasil.
- A regulamentação vigente no Brasil sobre a operação de uma distribuidora de energia no novo modelo (tarifa e comercialização) do setor elétrico brasileiro.
- Estratégias de gestão de risco já implementadas no setor elétrico brasileiro.
- Regime tarifário vigente e itens não gerenciáveis da tarifa de energia - parcela A.

Uma vez consolidado o conhecimento adquirido na fase de revisão bibliográfica, a pesquisa pretende propor a aplicação das estratégias de mitigação.

Cabe ressaltar que inicialmente esta pesquisa pretendia aplicar a métrica VaR (Valor em risco) em uma distribuidora de energia, mas com a avanço do conhecimento sobre o tema, os objetivos iniciais tiveram que ser revistos. Evidenciada a relevância da diferenciação existente entre a gestão de risco em empresas financeiras e empresas não financeiras, esta pesquisa consolidou tal contribuição no seu Anexo A. O material pesquisado respalda a afirmativa de que o pesquisador encontra-se impossibilitado de aplicar a ferramenta VaR em uma distribuidora de energia no Brasil baseando-se somente nos dados históricos disponíveis, conforme detalhado no anexo.

1.3. Relevância do tema da dissertação

A idéia revolucionária que define a fronteira entre os tempos modernos e o passado é o domínio do risco: a noção de que o futuro é mais do que um capricho dos deuses e de que os homens e mulheres não são passivos ante a natureza. Até os seres humanos descobrirem como transpor essa fronteira, o futuro era um espelho do passado ou o domínio obscuro de oráculos e adivinhos que detinham o monopólio sobre o conhecimento dos eventos previstos. (BERNSTEIN, 1997).

Administrar está se tornando uma atividade de elevado nível de complexidade e as ferramentas têm sido aprimoradas para trazer maior eficácia aos resultados obtidos. Segundo Bernstein (1997), a melhor forma de se obter o melhor retorno de capital é administrar o maior risco, para tanto seria necessário prever com total exatidão hoje, os acontecimentos de amanhã. Tal processo pode ser definido como previsão.

Na sociedade moderna, a previsão trata-se de uma tentativa de se antecipar aos acontecimentos e assim direcionar seus investimentos. Mas como se deve proceder para prever o futuro? No Egito antigo os oráculos seriam os responsáveis por tais previsões, mas hoje as previsões podem lançar mão de técnicas matemáticas, estatísticas e financeiras

aplicadas a dados históricos, ou realizar análises qualitativas formuladas a partir da expertise de especialistas no assunto. Há ainda a possibilidade de utilizar um consórcio de métricas quantitativas e qualitativas.

Segundo Rossetti (1997), a descrição sistematizada da realidade econômica sugere que ela se sujeite a um tipo determinado de ordem, registrando-se certa uniformidade de ocorrência de cada um dos fatores econômicos classificados para observação. Quando os fatos econômicos selecionados são tratados segundo as metodologias convencionais de construção do conhecimento científico, constatam-se regularidades e relações de dependência que sugerem a possibilidade de classificar a relação causas/efeitos, mensuráveis na maior parte dos casos. Sendo assim, desde que se possam identificar os dados e as variáveis que se inter-relacionam em processos econômicos específicos, é também possível a elaboração de modelos capazes de reproduzir, de forma simplificada, esses mesmos processos. A modelagem da realidade, a descoberta dos princípios que dão sustentação à ordem econômica, à teorização básica sobre comportamentos repetitivos dos agentes econômicos e às leis segundo as quais os fatos econômicos se manifestam resultam, assim, de **regularidade sistematicamente observada**.

É importante destacar que as previsões econômicas devem ser entendidas como menos imperativas que as das ciências experimentais. Seus agentes e reagentes sofrem forte influência do comportamento humano que por hipótese é racional, mas está sob ação do livre arbítrio e de valores e crenças, além de dependerem de fatores históricos, sociais e culturais que se encontram em contínua mutação.

Para Wanderley (1998), empresas inseridas na economia globalizada necessitam de um sistema estruturado que vise à diminuição dos riscos nas tomadas de decisões estratégicas, táticas e operacionais, a obtenção de informações sobre o mercado e sobre as estratégias mercadológicas de seus concorrentes é condição fundamental para a obtenção de vantagem competitiva.

Segundo Piske (1998), a falta de um sistema que possibilite simular o comportamento futuro do mercado e os efeitos sobre o investimento, auxiliando o empresário a tomar decisões seguras sob condições de risco, faz com que concorrentes mais desenvolvidos, tomem ações rapidamente conquistando mercados. Para a permanência no mercado, algumas empresas sujeitam-se a súbitas tomadas de decisão que podem acarretar sérios riscos, ou até mesmo implicar no fracasso de seu empreendimento. As ferramentas de apoio à decisão sobre investimentos contêm diversos aspectos importantes, disponibilizando aos dirigentes uma série de informações que facilitam a comparação de alternativas, assegurando agilidade e confiabilidade.

No atual momento econômico, o desenvolvimento de ferramentas de apoio é indispensável. Mato (1998), referindo-se ao setor elétrico no longo do prazo, acredita que as reformas estruturais nos países emergentes sejam levadas até o fim, padronizando os produtos básicos, como softwares de apoio, assim o mercado deverá tornar-se mais líquido. Os produtos resultantes preencherão diretamente a necessidade dos clientes, ao invés dos atuais meios indiretos de engenharia financeira para contornar instruções de órgãos normativos ou driblar as ineficiências de mercado.

1.4. Metodologia de Pesquisa

Esta dissertação teve início em um grupo de estudo sobre *Simulação* com forte ênfase na aplicação do *Método de Monte Carlo* em modelos financeiros, desenvolvido em conjunto com um aluno de doutorado em Engenharia Elétrica e um aluno de mestrado em Engenharia de Produção. Devido à complexidade do tema proposto e ao interesse dos participantes, o estudo resultou na publicação de 05 artigos em congressos nacionais e internacionais.

Existem várias formas de classificar as pesquisas. As formas clássicas de classificação encontradas na pesquisa de Silva e Mendes (2005), estão divididas em natureza da pesquisa, abordagem, objetivo, aplicação (ou metodologia). Do ponto de vista da sua natureza encontra-se:

- Pesquisa Básica: objetiva gerar conhecimentos novos úteis para o avanço da ciência sem aplicação prática prevista. Envolve verdades e interesses universais.
- Pesquisa Aplicada: objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática e dirigidos à solução de problemas específicos. Envolve verdades e interesses locais.

Já quanto a abordagem os métodos de pesquisa se dividem em dois grupos: quantitativos (empírico, com formulação de hipótese) e qualitativos (interpretativo) (BRYMAN, 1989).

Segundo Bryman (1989), a pesquisa quantitativa deve se preocupar com:

- Generalização, isto é, as conclusões devem poder ser estendidas além dos limites da pesquisa;
- Replicação, ou seja, caso outro pesquisador utilize os mesmos procedimentos, deve-se validar os resultados encontrados;
- A hipótese deve conter conceitos que possam ser medidos para sua verificação. O processo de transformar conceito em medida é chamado de operacionalização.
- A hipótese deve demonstrar uma relação de causa-efeito, seja de forma explícita ou implícita.

A pesquisa qualitativa se caracteriza da seguinte forma:

- O pesquisador observa os fatos sob a óptica de um membro interno à organização;
- Busca conhecer profundamente o contexto;
- Emprega mais de uma fonte de dados;
- Enfatiza o processo dos acontecimentos à seqüência dos fatos;
- O enfoque da pesquisa é desestruturado, não há hipóteses fortes no princípio do trabalho.

Do ponto de vista de seus objetivos uma pesquisa pode ser:

- Pesquisa Exploratória: visa proporcionar maior familiaridade com o problema com vistas a torná-lo explícito ou a construir hipóteses. Envolve levantamento bibliográfico; entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado; análise de exemplos que estimulem a compreensão. Assume, em geral, as formas de Pesquisas Bibliográficas e Estudos de Caso.
- Pesquisa Descritiva: visa descrever as características de determinada população ou fenômeno ou o estabelecimento de relações entre variáveis. Envolve o uso de técnicas padronizadas de coleta de dados: questionário e observação sistemática. Assume, em geral, a forma de levantamento.
- Pesquisa Explicativa: visa identificar os fatores que determinam ou contribuem para a ocorrência dos fenômenos. Aprofunda o conhecimento da realidade porque explica a razão, o “porquê” das coisas. Quando realizada nas ciências naturais, requer o uso do método experimental, e nas ciências sociais requer o uso do método de observação. Assume, em geral, a formas de Pesquisa Experimental e Pesquisa Expost-facto.

Do ponto de vista dos procedimentos técnicos, ou seja, a metodologia a aplicação da pesquisa pode ser:

- Pesquisa Bibliográfica: quando elaborada a partir de material já publicado, constituído principalmente de livros, artigos de periódicos e atualmente com material disponibilizado na Internet.
- Pesquisa Documental: quando elaborada a partir de materiais que não receberam tratamento analítico.
- Pesquisa Experimental: quando se determina um objeto de estudo, selecionam-se as variáveis que seriam capazes de influenciá-lo, definem-se as formas de controle e de observação dos efeitos que a variável produz no objeto.
- Levantamento: quando a pesquisa envolve a interrogação direta das pessoas cujo comportamento se deseja conhecer.

- Estudo de caso: quando envolve o estudo profundo e exaustivo de um ou poucos objetos de maneira que se permita o seu amplo e detalhado conhecimento.
- Pesquisa Expost-Facto: quando o “experimento” se realiza depois dos fatos.
- Pesquisa-Ação: quando concebida e realizada em estreita associação com uma ação ou com a resolução de um problema coletivo. Os pesquisadores e participantes representativos da situação ou do problema estão envolvidos de modo cooperativo ou participativo.
- Pesquisa Participante: quando se desenvolve a partir da interação entre pesquisadores e membros das situações investigadas.

No desenvolvimento desta pesquisa se o pesquisador formulou hipóteses e buscou de maneira isenta constatar as hipóteses formuladas. Segundo Thiollent (1986), a metodologia pode ser entendida como conhecimento geral e habilidade que são necessários ao pesquisador para se orientar no processo de investigação, tomar decisões oportunas, selecionar conceitos; hipóteses; técnicas e dados adequados. A metodologia, ou seja, a forma de aplicação, que melhor atende às necessidades desta pesquisa é pesquisa exploratória sob a forma de pesquisa bibliográfica e estudo de caso

Uma vez apresentadas as principais características de cada método, percebe-se que a presente pesquisa está ligada à pesquisa quantitativa, fato que não impede o pesquisador, em alguns momentos, fazer uso de métodos qualitativos.

1.5. Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos, três anexos e referências bibliográficas. O primeiro capítulo é destinado à introdução, fornecendo as impressões a respeito do trabalho, a proposta e justificativa da pesquisa, observando a metodologia de pesquisa utilizada e as limitações. O segundo capítulo é destinado à revisão dos conceitos de risco e retorno, destacando as seguintes dimensões de análise: a) método de análise de risco; b) conceitos de retorno; c) ferramentas de proteção ao risco - *Hedge*. O terceiro capítulo é destinado à apresentação do setor elétrico, sua organização, os componentes, as mudanças impostas com o novo modelo. No quarto capítulo, são apresentados os conceitos e regulamentação referente tarifação dos serviços de energia elétrica e os componentes tarifários com a descrição da origem, modo de apuração e os valores nos últimos períodos tarifários. No quinto capítulo apresenta a apuração dos valores dos componentes tarifários projetados e as estratégias de mitigação aplicáveis. No sexto capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho, limitações

e sugestões para futuras pesquisas. Finalmente nos anexos A, B e C estão apresentados respectivamente; o consolidado das ferramentas de gestão de risco para empresas financeiras, lista da regulamentação pertinente utilizada na pesquisa e os artigos publicados no decorrer do curso de mestrado.

1.6. Considerações Finais

Embora muito tenha sido dito a respeito de risco em análise de investimentos, o presente trabalho buscou cobrir uma lacuna existente no estudo de ferramentas de mitigação de risco utilizada no setor elétrico brasileiro.

A necessidade, por rapidez na tomada de decisão em ambiente de risco, tem feito com que o investidor procure por soluções tecnológicas que garantam a sobrevivência e a competitividade de seu negócio. A expectativa é que o processo de tomada de decisão possa ser acelerado, deixando de ser apenas intuitivo, passando a utilizar novos critérios e de eficiência comprovada.

Espera-se que o presente trabalho possa contribuir de alguma forma na difusão da cultura de gestão de risco, demonstrando que a implementação é possível a todo tipo de empreendimento. Neste sentido, espera-se que a pesquisa possa lançar luz ao tema de crescente interesse da comunidade acadêmica e corporativa. Este trabalho pretende ser fonte de referência para futuras pesquisas na determinação de risco e no tratamento adequado que se deve dar aos riscos do setor elétrico.

Entre outros tópicos, o próximo capítulo discorre sobre os principais conceitos a partir dos quais a teoria de Engenharia Econômica é baseada, apresentando os conceitos de tomada de decisão, os principais métodos de análise de investimentos, abordando também incerteza e teoria de risco sob a óptica do setor elétrico, tema que terá continuidade ao desenrolar da pesquisa.

Capítulo 2 Gestão de risco no setor energético – Métricas

“Assumir uma atitude responsável perante o futuro sem uma compreensão do passado é ter um objetivo sem conhecimento. Compreender o passado sem um comprometimento com o futuro é conhecimento sem objetivo”
(RONALD T. LANCONTE).

“O tempo gasto com o reconhecimento do cenário, raramente é desperdiçado”
(SUN TZU, Século IV A.C.).

2.1. Considerações iniciais

Diariamente, as pessoas são solicitadas a tomar decisões, mas uma decisão pode alterar o rumo de uma vida, ou a história de uma nação, dependendo do nível de responsabilidade associada à mesma. Sendo assim, nas empresas a ação de tomar decisão não pode estar associada aos fatores empíricos, portanto os gestores das diversas áreas de atividades econômicas (indústrias, bancos, comércio, etc), particularmente nas áreas financeira e estratégica, buscam sistematizar o processo decisório através do desenvolvimento de ferramentas para a gestão de risco.

O desenvolvimento de ferramentas de gestão de risco varia conforme o nível de complexidade do sistema analisado e as características consideradas. Segundo Costa e Baidya (2004), a área de finanças apresentou um grande desenvolvimento nas últimas três décadas, transformando o estudo deste ramo da economia em uma ciência eminentemente quantitativa, em que são utilizadas ferramentas, tais como a estatística, séries temporais e cálculos matemáticos. Assim, percebe-se que as empresas financeiras (bancos, corretoras, financiadoras, etc.) possuem uma série de ferramentas consagradas para a gestão de risco que se encontram descritas no anexo A desta pesquisa. Ainda segundo o autor, os modelos e as técnicas de avaliação de risco mais utilizados no Brasil nem sempre são os mais adequados às nossas condições específicas.

O capítulo objetiva conhecer a gestão de risco desenvolvida e praticada em empresas não financeiras, mas especificamente inseridas no setor elétrico brasileiro, e através da revisão bibliográfica descrever as metodologias aplicáveis ao atual contexto energético.

Este capítulo detalha os conceitos fundamentais para o entendimento da gestão de risco partindo dos conceitos de retorno, risco, volatilidade e correlação, ferramentas contemporâneas para estimação de risco no setor, além do conceito sobre proteção ao risco (*Hedge*) e estratégias próprias do setor elétrico, encerrando com as considerações finais.

2.2. Conceito de Retorno

O retorno é o elemento fundamental no processo de avaliação da atratividade de negócios. Portanto, o conhecimento do conceito retorno torna-se de grande colaboração no processo de tomada de decisão. Por retorno, entende-se elemento resultante de um investimento realizado decorrido um período de tempo determinado.

Segundo Ferreira *et al.* (1995), entende-se por retorno toda ação que tem efeito de regressar uma ação anterior, ou seja, é o resultado obtido por determinada atitude. Já em uma visão econômica, é o total de ganhos ou prejuízos dos proprietários, decorrente de um investimento durante um determinado período de tempo. Para Duarte Jr (1996), o retorno pode ser definido como a soma do ganho esperado pelo investidor com uma parcela devido à incerteza que cerca o investimento, conforme a equação 2.1.

$$r = i + \Delta i \quad (2.1)$$

Onde:

r = Retorno;

i = Taxa de retorno;

Δi = Variação das taxas de retorno, devido às incertezas.

Segundo Cabral (2002), pode-se analisar retorno como a referência absoluta ou relativa associada à diferença entre a meta de consumo alcançada no futuro e o consumo abdicado no presente. O conceito de retorno fornece ao investidor uma conveniente maneira de expressar a performance financeira do investimento.

Em termos absolutos ou monetários, o retorno em cifras é simplesmente o valor total recebido ao fim da operação de investimento, subtraído do valor investido. O mesmo autor afirma que o retorno relativo é o mais utilizado, também chamado de taxa ou percentual de retorno. A

taxa de retorno é uma forma de padronização, considerando a quantia de retorno por unidade de investimento, representado na equação 2.2.

A visão acima é confirmada por Gitman (1997), que define retorno de ativos financeiros como o resultado correspondente à avaliação das mudanças do valor de um ativo somadas à distribuição de caixa do período e dividido pelo valor do investimento no início do período. A expressão que representa a taxa de retorno obtida sobre qualquer ativo financeiro durante um período t , k_t , geralmente é definida conforme equação 2.2:

$$k_t = \frac{P_t - P_{t-1} + C_t}{P_{t-1}} \quad (2.2)$$

Onde:

k_t = taxa de retorno exigida ou esperada, ou atual, para o período t

P_t = Preço (valor) do ativo no tempo t

P_{t-1} = Preço (valor) do ativo no tempo $t-1$

C_t = Caixa (fluxo) recebido do investimento no ativo no período $t-1$ a t .

O retorno k_t reflete o efeito de mudança nos valores $P_t - P_{t-1}$ e o fluxo de caixa C_t , realizado no período t . A equação 2.2 é utilizada para determinar o retorno de um ativo para um determinado período t , que pode ser um dia ou uma década após o investimento inicial. No entanto, na maioria das análises o t é igual a 1 ano. Mas estes valores não, necessariamente, são realizados, ou seja, o valor apurado representa o valor do negócio em caso de negociação (compra / venda) deste ativo.

Segundo Jorion (1999), a faixa das taxas de retorno pode ser representada por sua função de distribuição de probabilidade. Para facilitar o entendimento, define-se o horizonte de mensuração, um mês. A medição tem início a partir do período anterior ($t-1$) até o mês corrente (t). A taxa de retorno discreta ou aritmética é definida como o ganho de capital

somado a qualquer pagamento intermediário, como dividendo ou cupom, conforme representado na equação:

$$r_t = \frac{(P_t + D_t - P_{t-1})}{P_{t-1}} \quad (2.3)$$

Observa-se que essa definição assemelha-se com a já apresentada. Neste caso, o autor destaca que essa equação é utilizada para situações nas quais o capital é reinvestido apenas ao final do período. Quando se estuda retorno em horizonte de longo prazo, é comum utilizar a taxa de retorno geométrica que é definida em termos logaritmos da razão do preço:

$$R_t = Ln \frac{[(P_t + D_t)]}{P_{t-1}} \quad (2.4)$$

A vantagem de se utilizar o retorno geométrico é dupla, pois este é mais significativo economicamente que os retornos aritméticos. Em caso do retorno geométrico apresentar distribuição normal, esta nunca poderá levar a retorno negativos, isto porque a cauda esquerda da distribuição, conforme $Ln(P_t/P_{t-1}) \rightarrow -\infty$, é atingida quando $(P_t/P_{t-1}) \rightarrow 0$ ou $(P_t) \rightarrow 0$ (JORION, 1999).

O inverso ocorre com a cauda esquerda de retorno aritmético normalmente distribuído, $r_t = (P_t - P_{t-1})/P_{t-1} \rightarrow -\infty$ é alcançado quando $(P_t - P_{t-1}) - 1 < -1$ ou $(P_t) < 0$.

Quando analisamos o conceito retorno, é importante destacar que toda vez que se negocia um ativo sendo ele de qualquer tipo, seu ganho (ou perda) será denominado retorno sobre investimento (ROSS *et al*, 2002).

Observando o retorno sob a óptica do mercado de ações, temos retorno monetário ou percentual. No caso do retorno monetário, é recomendado analisar os dois componentes: a) rendimento corrente, remuneração pela aquisição do ativo (ou dividendo), b) capital, que pode apresentar perda ou ganho no período do vencimento, conforme equação 2.5. Já o retorno percentual, embora composto por dois elementos (rendimento corrente e capital), o valor é calculado com a soma das Taxa de remuneração e Taxa de ganho de capital, conforme apresentado na equação 2.6 e 2.7.

$$\text{Retorno Monetário Total} = \text{Dividendo} + \text{Ganho (Perda) de Capital} \quad (2.5)$$

$$\text{Taxa de remuneração} = \frac{D_{t+1}}{P_t} \quad (2.6)$$

Onde:

D_{t+1} = valor pago como incentivo ao investidor, assim como os dividendos são para as ações.

$$\text{Taxa de ganho de capital} = \frac{(P_{t+1} - P_t)}{P_t} \quad (2.7)$$

Onde:

P_{t+1} representa o valor do ativo na data $t+1$ e P_t , o valor do ativo na data de início de um período.

A colaboração do retorno percentual para a tomada de decisão está na possibilidade de comparar investimentos de valores absolutos diferentes, visto que o resultado é dado em valor percentual. Uma vez que a função do gestor financeiro é obter o melhor resultado estudando todas as possibilidades na aplicação dos recursos escassos, os mesmos dão preferências ao retorno percentual, visto que este apresenta o resultado para cada unidade monetária investida (ROSS *et al*, 2002).

O estudo de Morin (1994) analisa o conceito de retorno para empresas que atuam em ambientes regulados, ou seja, ambientes onde a política regulatória governamental tem função de ajustar os serviços de utilidade pública que costumam ser monopólios, caso da telefonia, energia elétrica, saneamento básico, entre outros. A princípio, o autor apresenta o conceito de renda requerida que deve ser igual ao custo do serviço, conforme está demonstrado na fórmula 2.8.

$$R_t = O + D + T + kB \quad (2.8)$$

Onde:

R_t = Retorno exigido, esperado, ou atual, para o período t .

O = Custo de operação.

D = Depreciação acumulada.

T = Impostos incorridos no período.

k = Taxa justa de retorno ou taxa mínima de atratividade.

B = Valor referencial, capital inicial investido.

Na seqüência, o autor traz que o k (retorno) exigido por um investidor é composto por dois componentes: Retorno nominal livre de risco e Prêmio por exposição ao risco, que podem ser compreendidos com a representação contida na figura 2.1.

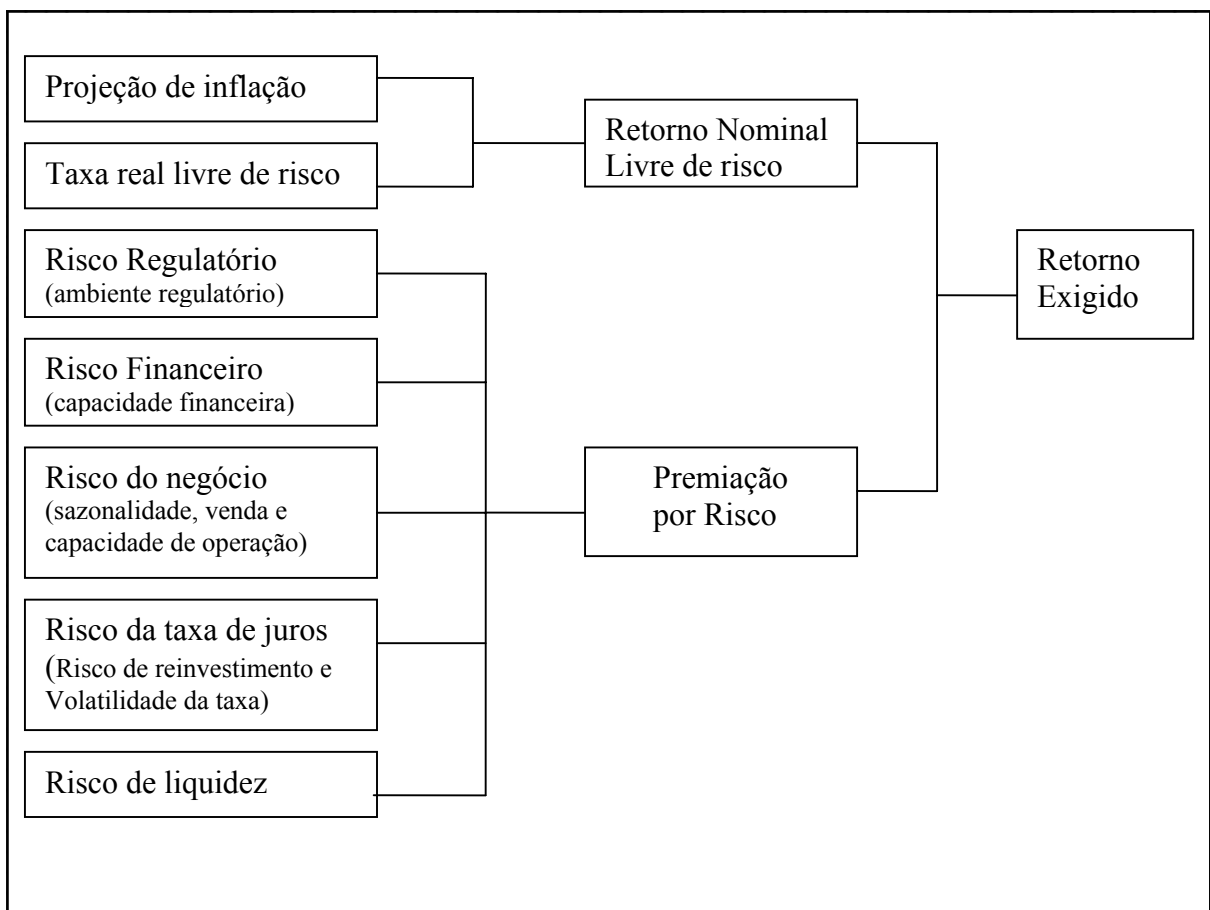


Figura 2.1 - Componentes do retorno exigido (Fonte: Morin, 1994).

Todos os componentes do risco estão inter-relacionados e têm uma alteração dinâmica no decorrer do tempo. Por exemplo, caso o risco do negócio sofra um aumento em consequência de uma intensificação da competição e / ou da regulamentação, costuma-se perceber uma redução no risco financeiro, isto porque as empresa tendem a buscar uma estrutura de capital mais conservadora. Cada um dos componentes do retorno requerido (custo de capital) está representado na formulação matemática apresentado pela equação 2.9.

$$K = r + \pi + i + b + f + I \quad (2.9)$$

Em que :

K = Taxa de retorno requerido; ou taxa mínima de atratividade;

r = Taxa de retorno livre de risco;

π = Prêmio por inflação;

i = Risco da taxa de juros vigente no mercado (ex: SELIC; IGPM);

b = Risco do negócio;

f = Representação da estrutura de capital;

I = Risco de liquidez.

Pode-se encerrar a discussão sobre retorno com o conceito apresentado por Akintoye e Macleod (1997): retorno é o prêmio merecido devido à exposição ao risco. Ross *et al* (2002); traz tal conceito após discutir sobre a diferença entre o retorno médio de dois ativos (ação e uma letra do tesouro americano). Ao compará-los; percebe-se que os títulos de governos possuem uma variabilidade muito pequena em relação a algumas ações; fato que leva a conclusão que as dívidas contraídas pelo governo está livre de perigo (risco); mas apresenta um retorno modesto se comparado a outros investimentos. Portanto; o prêmio pelo risco é o retorno excedente; de uma aplicação com risco; acima do exigido de uma aplicação livre de risco (ROSS *et al*; 2002).

2.3. Conceito de risco

A palavra “risco” tem sua origem no italiano (antigo) e deriva de *riscare*; que significa *ousar*. Neste sentido; o risco é uma opção; e não um destino. Segundo Stambaugh (1996); risco

consiste na parte central da atividade financeira; a de maior relevância. Segundo Weston e Brigham (2000); o conceito de risco pode ser definido como a possibilidade de que algum acontecimento desfavorável venha a ocorrer. Portanto; a capacidade que o passado possui em representar um comportamento futuro pode ser medida pelo risco.

O desenvolvimento do estudo sobre o risco segundo Bernstein (1997); foi impulsionado pelo jogo de azar; e não por uma pergunta profunda sobre a natureza do capitalismo; assim inspirando o desenvolvimento da revolucionária lei das probabilidades elaborada por Pascal e Fermat. A partir do novo conceito que a humanidade passou a acreditar não estar à mercê de divindades e da aleatoriedade; tornou-se necessário então começar a tomar decisões a respeito do futuro. Com essa abertura de opções e decisões; reconheceu-se que o futuro oferecia além de perigos (riscos); oportunidades de ganho. Foi assim que o Renascentismo e a Reforma protestante prepararam o terreno para o controle do risco.

Com o domínio de técnicas e ferramentas quantitativas aplicadas no auxílio à administração do risco; a engenharia pôde conceber e realizar aviões super sônicos; pontes capazes de transpor mares; usinas elétricas das diversas fontes de energia existente; permitindo também a realização do maior sonho da humanidade; as viagens espaciais. As técnicas também colaboraram na elaboração de produtos financeiros como seguros; opções; *hedge*; aplicações em fundos etc. Hoje; a morte do pai de família pode ser indenizada conforme a apólice de seguro; a aquisição de casa própria está mais acessível devido às linhas de financiamento; os agricultores podem vender suas safras a um preço estabelecido antes da colheita; graças ao mercado de opções. Sem o mercado de capitais em que poupadores diversificam seus riscos; se os investidores só pudessem possuir uma ação (como ocorria nos primórdios do capitalismo); as grandes empresas inovadoras que definem nossa época – como a Microsoft; a Merk; a DuPont; a Alcoa; a Boeing e a McDonald's – talvez jamais viessem a existir. A capacidade de administrar o risco; e com ele a vontade de correr riscos e de fazer opções ousadas são elementos-chave da energia que impulsiona o sistema econômico. (BERNSTEIN; 1997).

O economista Frank Knight; na década de 20; apresentou a diferenciação entre incerteza e risco; enfatizando a oposição qualitativo-quantitativo. A condição de incerteza é caracterizada quando os fluxos de caixa associados a uma alternativa não podem ser previstos com

exatidão; ou seja; não é possível quantificar em termos de probabilidade as variações nos fluxos de caixa. Quando é possível mensurar; através de distribuições de probabilidade; considera-se que a situação é de risco (GALDÃO e FAMA; 1998).

Uma vez que o risco constitui uma medida da incerteza; obtém-se um enfoque quantitativo da incerteza que cerca o ambiente e que afeta os retornos dos investimentos realizados (DUARTE JÚNIOR; 1996). Geralmente; o risco é obtido quando se atribui uma distribuição padrão para a incerteza; permitindo então verificar a probabilidade do retorno atingir o valor estipulado que atenda as expectativas e interesses do investidor. A equação 2.1; apresentada anteriormente; ilustra a relação dinâmica entre o risco e retorno.

Segundo Saunders (1996); para facilitar a análise do risco presente nas operações financeiras das organizações; os riscos podem ser classificados em 9 tipos:

- Risco de taxa de juros;
- Risco de mercado;
- Risco de crédito;
- Risco soberano (risco país);
- Risco de insolvência;
- Risco de liquidez;
- Risco das atividades fora do balanço;
- Risco tecnológico e operacional;
- Risco Cambial.

O risco de taxa de juros ocorre quando existe descasado entre a taxa de remuneração do capital e a taxa das obrigações adquiridas; por exemplo; remuneração dos ativos é de 10% a.a. e a taxa das obrigações é de 16% a.a.

O risco de mercado pode ser entendido como o risco incorrido na negociação de ativos e passivos; decorrente da alteração de taxas de juros; câmbio e outros ativos. O risco de mercado inclui o risco de base; que ocorre quando se mudam ou falham as relações entre os produtos usados para *hedge* e o risco de *gamma*; oriundo de relações não lineares.

Segundo Jorion (1999); existem dois tipos de risco de mercado: o absoluto; medido pela perda potencial em moeda corrente; e o relativo; diretamente relacionado a um índice de referência (IGPM; Taxa Selic; IPCA ...).

Já o risco de crédito depende dos seguintes fatores: valor corrente dos contratos; exposição potencial futura ao crédito e a probabilidade de inadimplência (fluxo de caixa de um empréstimo não atende a previsão de pagamentos prevista no ato do empréstimo). Ainda segundo o autor; o conceito pode abranger risco soberano e risco de insolvência; ambos descritos posteriormente.

Jorion (1999), também destaca que o risco de crédito pode assumir a forma de risco de pré-liquidação e risco de liquidação. O último refere-se à possibilidade da contra partida de um contrato ficar inadimplente após a outra parte ter honrado suas obrigações; fato que já levou bancos à falência e mais tarde levou ao acordo da Basiléia.

Ainda segundo o autor; o risco soberano (risco país) ocorre quando há risco dos pagamentos serem interrompidos por interferência do governo por meio de moratória ou medidas legais.

O risco de insolvência ocorre quando o agente financeiro não possui capital para contra balancear o declínio súbito dos ativos em relação aos passivos.

O risco de liquidez – risco de uma súbita onda de saques juntos aos intermediários financeiros em curto período de tempo - levaria a problemas na transformação de ativos em moeda no espaço curto de tempo; levando a perdas monetárias.

O risco das atividades fora do balanço está relacionado a ativos e passivos contingenciais. Pode-se lembrar o caso da Enron.

O risco tecnológico e operacional está relacionado aos sistemas deficitários e onerosos; investimento em tecnologia que não traz o retorno esperado e tecnologia ultrapassada para o mercado. Segundo Jorion (1999), o risco operacional também inclui as fraudes (situações nas quais os traders falsificam informações). O autor ainda propõe como mecanismo de proteção uma separação transparente das responsabilidades; controles internos rígidos e planejamento regular de contingências.

Já o risco Cambial decorre de variação de ativos ou passivos atrelados à moeda externa. Segundo Jorion (1999), os riscos financeiros são classificados como: risco de mercado; crédito; liquidez e operacional; já descritos anteriormente. O autor trás ainda o risco legal; que ocorre quando uma parte não possui autoridade legal ou regulatória para se envolver em uma transação. Este risco pode levar os acionistas a acionarem judicialmente uma empresa que tenha tido grandes perdas. Como foi o caso da *Procter & Gamble* que ao anunciar prejuízo de

Us\$ 195 Milhões com *Swpas* de taxa de juros realizados com o *Bankers Trust*; um acionista insatisfeito entrou com processo contra seus executivos. O risco legal também inclui o risco de conformidade e o risco de regulamentação; que correspondem à atividade de violação de regulamento do governo; como manipulação de mercado e transações realizadas por pessoas com acesso a informações privilegiadas. O risco de regulamentação se manifesta na obediência e na interpretação de normas e até mesmo em *persuasão moral*.

A literatura classifica outros riscos como: o risco de posicionamento estratégico que ocorre em função da dificuldade de adaptação às mudanças; entrada inadequada em novos mercados; nível tecnológico insatisfatório; desenvolvimento de produtos e serviços de baixo ou nenhum valor agregado; risco de imagem que tem como evento gerador qualquer evento que comprometa a integridade ética; técnica ou social da empresa. A deterioração da imagem pode dificultar a obtenção de crédito ou torná-la mais onerosa e gerar perda de clientes existentes e potenciais; tendo por fim mais dois riscos; o de modelo e de sinistros. O primeiro é decorrente de modelos inadequados; mal calibrados ou mal utilizados que venham a gerar estimativas imprecisas para a tomada de decisão e o segundo tem origem em catástrofes ou acidentes que resultem em danificação ou perda de patrimônio e coloquem vidas em perigo (JORION; 1999); (SANTOS; 2004b).

Além disso; Ross *et al.* (2002) e Santos (2004b), classificam a natureza do risco em quatro: o risco de natureza sistemática; o de natureza não sistemática; o risco especulativo e o risco puro. Segundo os autores; o risco não sistemático consiste no risco que atinge determinados ativos; como por exemplo; uma ação negociada no Bovespa em um dia de instabilidade. O risco sistemático caracteriza-se pelo risco que atinge o mercado como um todo; não podendo ser eliminado pela diversificação. Já o risco especulativo ocorre quando existe a chance de se auferir tanto ganhos, quanto perdas financeiras; baseado unicamente em expectativas de ganho no mercado; já o risco puro ocorre quando só existe a chance de se auferir perdas financeiras.

Para Saunders (1996) e Bessis (1998), a gestão do risco é uma importante ferramenta que colabora em atividades como a elaboração de estratégias; a avaliação de desempenho; implementação de limites; alocação de recursos e auxilia na tomada de decisão.

Um processo de tomada de decisão sobre a execução de um projeto depende basicamente da sua atratividade e da disponibilidade dos recursos para sua realização. Os recursos por sua vez estarão disponíveis ou não em função da remuneração esperada (retorno); que está diretamente ligada ao risco do investimento.

No entanto; é importante destacar que a determinação do risco associado a elementos não lineares (opções) é mais complexa que de elementos lineares (ações).

Segundo Bernstein (1997); todas as ferramentas utilizadas para a administração do risco e no auxílio da tomada de decisão foram desenvolvidas a partir da lógica contida na teoria dos jogos até o desafio da teoria do caos; ainda segundo o autor; a evolução concentrou-se entre 1654 e 1760; com apenas duas exceções.

Em 1875; Francis Galton; matemático; descobriu a regressão à média. Sempre que tomamos uma decisão; baseando-nos na expectativa de que as coisas voltem ao “normal”; estamos empregando a noção de regressão à média.

Em 1952; o ganhador do prêmio Nobel; Harry Markowitz; então um jovem estudante de doutorado em pesquisa operacional na Universidade de Chicago; demonstrou matematicamente porque colocar todos os ovos na mesma cesta é uma estratégia arriscada e a diversificação é o melhor negócio para um investidor ou gerente de empresa. Essa revelação desencadeou o movimento intelectual que revolucionou *Wall Street*; as finanças corporativas e as decisões empresariais em todo o mundo. Seus efeitos se fazem sentir até hoje.

2.4 Risco sob a ótica do setor energético

Uma vez estudado o conceito de risco sob a ótica financeira é importante trazer este conceito para a realidade do setor elétrico. Segundo Krapels (2000); os estudos econômicos a respeito da *indústria da energia* tiveram seu início ainda na década de 80 e vem se desenvolvendo até a presente data. Na visão do autor; o setor elétrico requer alto nível de endividamento; portanto os controles dos riscos na comercialização demandam uma atenção especial com a aplicação de modelos analíticos sofisticados; realmente capazes de apreender os riscos envolvidos no *business* energia. O mercado de energia apresenta uma elevada volatilidade no preço da energia; apesar disto não existe muita margem para a ação de especuladores. A ação destes concentra-se basicamente nos preços de longo prazo e nas incertezas sobre o aumento

da oferta futura; elevando a liquidez ao mercado; principalmente sobre os derivados de petróleo. Isto ocorre porque os agentes que realizam os *hedge (hedgers)* apresentam uma tendência em consentir que os preços a prazo sejam mais altos.

Ainda segundo o autor; o desafio para os analistas de mercado está em trabalhar com projeções de dados com base longa e aderente ao setor elétrico; somente assim o investidor poderá afirmar que está realmente gerenciando seus riscos.

Segundo Henney & Kers (1998); as primeiras aplicações de ferramentas robustas de risco no setor elétrico ocorreram no mercado americano. As empresas de energia americana contrataram especialistas do mercado financeiro e adaptaram as já consagradas ferramentas de risco; mas com o tempo perceberam que a realidade financeira apresenta características que a diferenciam das empresas não financeiras. Os autores destacam algumas particularidades sobre risco no mercado de energia; tais como:

- Boa parte dos mercados de energia pode ser classificada como *imaturas*; ou seja; apresenta estrutura incipiente estando sujeito a mudanças pelo processo de liberalização; podendo em alguns casos ser afetado por intervenção políticas.
- A formação dos preços “direcionadores” (por exemplo; o petróleo) funciona de maneira complexa e os preços futuros geralmente não podem ser representados por uma distribuição normal. Os preços podem apresentar mudanças súbitas; inclusive picos de altas e baixas. Este comportamento é apreendido pela volatilidade que é a principal responsável por risco em contratos no setor.
- Além disto; freqüentemente há uma falta de dados históricos pertinentes sobre os movimentos de preço a prazo e; por conseguinte; as volatilidades futuras e as estimativas precisas das correlações requeridas para metodologias de VaR analíticas não estão disponíveis.
- O fato da eletricidade não poder se armazenar; torna complexa a modelagem da relação entre preços à vista/ a prazo da energia; dinâmica de geração e demanda. Esta situação é distinta para produtos que podem ser fisicamente armazenados; em que o preço à vista e o preço a prazo são acrescidos dos custos de armazenamento.
- Considerando que a variabilidade é dirigida pela dinâmica de mercado; este só pode ser analisado efetivamente modelando a dinâmica física de um mercado regional.

O negócio de uma empresa de energia flui entre a gestão física da energia e a gestão financeira que usualmente carece de mais pesquisas e estudos (JAMESON;1999).

Conceitualmente; a gestão de risco consiste em projetar corretamente a demanda do mercado atendido; estabelecer contratos que garantam a provisão de energia para atendimento a essa demanda; a preços adequados; e à gestão de contratos; nos seus mais diversos aspectos; como risco de crédito dos envolvidos; garantias; datas e prazos notáveis; condições de desacordo comercial etc. É bem verdade que todos os *players* do setor estão cientes da enormidade de riscos relativas à atividade de fornecimento de energia elétrica agravada pela instabilidade característica do setor; o que leva à necessidade de pesquisas e planejamentos sobre a rentabilidade; balanceamento dos custos; estrutura de capital; risco regulatório e governamental; e risco de fornecimento (WISER *et al*; 2003).

A pesquisa desenvolvida para conhecer as diversas classificações dos riscos já catalogados na literatura acadêmica encontra-se consolidado na tabela 2.1; que foi fortemente subsidiada pelos textos e expertise dos seguintes autores: Krapels (2000); Wisser *et al* (2003); Eydeland e Wolyniec (2003) e Santos (2004 b).

Segundo Morin (1994) e Krapels (2000); a **regulamentação pública** é o maior componente do risco do negócio (energia); uma vez que pode interferir no retorno (nos ganhos) e nos demais riscos como o legal; de crédito; de mercado e operacional. Portanto; é função da regulamentação garantir a oportunidade de retorno compatível com o investimento para assim manter o bom funcionamento dos serviços e atrair novos investimentos. Para Krapels (2000); historicamente os preços de energia sofrem forte controle governamental; o petróleo foi o primeiro componente a se libertar deste controle; seguido pelo gás natural e por fim o preço da energia (esta é uma tendência para países de economia de mercado). O autor ainda comprova; através de dados que uma vez “livre”; o preço da eletricidade apresenta um alto nível de volatilidade. Segundo Cass *apud* (KRAPELS; 2000); a essência da volatilidade no setor *é fruto de incompreensão da economia sobre a lógica do fluxo dos elétrons*; por conta desta característica a energia elétrica difere das demais commodities energéticas como o petróleo e gás natural que são valorados por leis de oferta demanda; pois são estocáveis.

Segundo Krapels (2000); a gestão de risco no setor tem o foco alterado em função da maturidade do mercado. Mercados desregulamentados; ou seja; livres; tem uma gestão técnica

e extremamente focada e em mercados regulamentados; a gestão de risco costuma ser incipiente. Nos mercados “maduros” as empresas já têm definido o portfólio dos riscos e os limites aceitos; assim a gestão baseia-se no monitoramento. A gestão dos riscos de mercado normalmente é feita via *Hedge* e instrumentos financeiros; embora uma empresa também possa reduzir riscos ajustando suas práticas empresariais.

Classificação do Risco	Evento Gerador
Risco do preço do petróleo	Risco do preço do combustível usado na geração de eletricidade podendo gerar volatilidade; resultando em incerteza no custo de operação do sistema.
Risco de suprimento de combustível	Risco de falta do combustível.
Risco de Demanda	Risco do nível de contratação de energia não atenda a demanda.
Risco de performance	Risco do gerador em não conseguir entregar eletricidade dentro dos termos contratuais. Também inclui o risco de perdas por falhas técnicas . Estas falhas podem ter três prováveis motivos: falhas dos equipamentos; paradas não programadas e utilização de tecnologia superada e deficitária.
Risco ambiental	Risco aos quais os investidores estão expostos devido à regulação elevando os custos e agregando incerteza.
Risco hidrológico	Risco de falta ou sobra de água para geração hidroelétrica.
Risco da expansão	Risco de falta / sobra de capacidade; para diferentes horizontes.
Risco de formalização (documento)	Uma vez que os serviços em energia dependem de regulação do governo; a organização dos contratos; das licenças e relatórios financeiros são vitais para a agilidade e transparência das empresas presentes no setor. É o modo como uma empresa de energia operacionaliza as informações para a tomada de decisão. Também é conhecido como risco operacional.
Risco regulatório	Risco de alteração das regras do jogo; quebra de contratos ou regulação instável.
Risco governamental	Pode-se confundir com o risco regulatório; mas se diferencia pelas intervenções governamentais diretas no setor; como a imposição de obras. ¹
Risco de continuidade do negócio	Risco de perdas associado à descontinuidade das funções normais de um negócio; em que o tempo para o retorno da normalidade afeta materialmente a habilidade de cumprimento dos deveres assumidos junto a clientes e reguladores.

Tabela 2.1 – Riscos Associados ao Setor Elétrico

¹ No caso do Brasil, este é um dos riscos que mais preocupa os agentes, mas com o fortalecimento da cultura regulatória e da ação da Aneel tende a diminuir gradativamente.

2.5. Conceito de volatilidade e correlação

Analisando gráficos do risco de variáveis básicas com o preço de ações e taxa de juros; observa-se que o risco muda no decorrer do tempo. Esta mudança é facilmente percebida em momentos de reestruturações bruscas; períodos quando a volatilidade acentua-se de forma previsível.

Os investidores que têm controle dos dados de entrada do sistema podem; através de técnicas de previsão e de variação no risco e nas correlações; minimizar o valor da máxima perda (JORION; 1999).

Segundo Alexander (2001); o primeiro conceito que se deve ter ao estudar correlação e volatilidade é que são parâmetros estocásticos utilizados para representar a variação financeira de ativos ao longo do tempo. A correlação é uma representação de uma medida estatística da relação; se houver; entre série de dados. Assim; se duas séries relacionam-se na mesma direção; são positivamente correlacionadas; se elas se movimentam em sentidos opostos; são negativamente correlacionadas (GITMAN; 1997).

A volatilidade é a medida da dispersão de uma distribuição de probabilidade. Analisando duas séries de dados podemos encontrar médias iguais com desvios padrões (σ) diferentes; ou seja; variância diferente; a série que apresenta o maior desvio padrão é representada por uma área maior. A volatilidade futura só poderá ser mensurada em um contexto devidamente modelado; e se difere da estimação da volatilidade porque é difícil calcular; com exatidão; o período de previsão (ALEXANDER; 2001).

A constatação da capacidade de previsão da volatilidade futura do mercado representou um relevante avanço na administração de risco. Uma vez incrementada a volatilidade de um ativo (financeiro ou não); o risco associado a este automaticamente é maior (JORION; 1999). Com base nas projeções; os investidores podem ajustar suas posições a fim de reduzir sua exposição ao risco.

Segundo Natemberg (1994); o conceito de volatilidade pode ser classificado da seguinte forma:

- Volatilidade Futura – Aquela que define a melhor distribuição futura do preço de um ativo.

- Volatilidade Histórica – Aquela que descreve a variabilidade do valor de um ativo em data anterior a presente.
- Volatilidade Prevista – Aquela que é estimada por um determinado agente financeiro.
- Volatilidade Implícita – Determinada a partir do preço de uma opção; dado um modelo de precificação de ativos.
- Volatilidade Sazonal – Decorrente de alterações que ocorrem de forma cíclica como; por exemplo; *commodities* agrícola.

Segundo Sain (2001); os métodos mais utilizados para a realização da estimativa da volatilidade partem de uma base dos retornos passados do ativo associados às técnicas estatísticas; médias simples; desvio padrão; média ponderada; podendo chegar a ferramentas complexas como modelo de GARCH (General Autoregressive Heteroskedastic). Ainda segundo o autor; a volatilidade implícita pode ser utilizada na previsão da volatilidade futura; desde que se tenha cuidado na correta escolha do modelo de precificação que atenda as particularidades do mercado analisado.

Durante a modelagem da volatilidade; é comum encontrar problemas para avaliar a qualidade dos modelos propostos. Fica a pergunta: como saber se o modelo está prevendo corretamente? Para tal avaliação recomenda-se a análise dos resíduos: quociente entre retorno realizado em um dia e a previsão de volatilidade para aquele dia é o resíduo observado no dia. Ele é a observação da variável aleatória ε ; definida no modelo dos retornos $(x_t = \hat{\sigma}_t \varepsilon_t)$ e a distribuição por hipótese pode ser independente e de idêntica distribuição (IID) (COSTA e BAIDYA; 2004). Outra forma de avaliar os modelos é estimar diretamente os erros de previsão; neste caso se compara a previsão com os representantes da volatilidade.

Um método muito utilizado na estimação da volatilidade é a média móvel; um modelo simples e talvez o mais usado no mercado: ele prevê a volatilidade futura como sendo igual ao desvio padrão da amostra de dados estudados (COSTA e BAIDYA; 2004). Segundo Jorion (1999); extensão fixa utilizada é de 20 dias úteis (um mês) ou 60 dias úteis (um trimestre).

Presumindo que a observação de retornos r_t seja sobre M dias; a estimativa de volatilidade é calculada a partir da equação 2.10.

$$\sigma_t^2 = \left(\frac{1}{M} \right) \sum_{i=1}^M r_{t-1}^2 \quad (2.10)$$

Onde:

σ_t^2 = Volatilidade do ativo na data t com base de dados de M dias.

$\sum_{i=1}^M r_{t-1}^2$ = Somatória dos retornos do ativo para data anterior a t.

Os modelos da família GARCH são de grande utilidade ao estudo de finanças. Foram criados por Engel em 1982; mas sua propagação ocorreu com Bollerslev em 1986 (COSTA; 2001).

A estimativa da volatilidade acabou por perceber a importância de modelos que atribuíssem maior peso às informações recentes; uma vez que estes têm maior probabilidade de interferir nos resultados futuros (JORION; 1999). Ainda segundo o autor; o modelo pressupõe que a variância dos retornos siga um processo previsível. A variância condicional depende da inovação mais recente e também da variância condicional anterior. Define-se h_t como a variância condicional; usando as informações até o instante $t-1$ e r_{t-1} como o retorno do período anterior. O modelo mais simples desse tipo é o processo GARCH (1;1); conforme 2.11:

$$h_t = \alpha_0 + \alpha_1 r_{t-1}^2 + \beta h_{t-1} \quad (2.11)$$

O cálculo da volatilidade e da correlação neste modelo não apresentam maiores dificuldades; uma vez que os parâmetros estejam definidos. Estes parâmetros devem ser estimados pela função de verossimilhança; o que envolve uma otimização numérica. Fato que representa uma desvantagem do método por sua não-linearidade e uma vez que os pesquisadores supõem um

resíduo padronizado $\epsilon_t = \frac{r_t}{\sqrt{h_t}}$; levando a uma distribuição normal.

O estudo da correlação contribui no entendimento do grau de relacionamento entre os elementos do modelo; que uma vez identificados podem ser manipulados na busca da redução ou minimização das perdas.

Segundo Jorion (1999), o estudo da correlação é de extrema importância para a administração de um portfólio de ativos sendo eles financeiros ou não. O autor ainda exemplifica tomando duas séries históricas de dados para análise: uma de taxa de câmbio de dólar – marco e outra de dólar - libra esterlina; para o período de 1990 á 1994. O coeficiente de correlação médio diário fica em 0,7732. Contudo deve-se esperar alguma variação no coeficiente de correlação; uma vez que neste período a taxa de câmbio passa por regimes de taxa fixa a flutuante. Em 8 de outubro 1990; a libra foi atrelada ao Sistema Monetário Europeu (SME). A turbulência verificada em setembro de 1992 provocou a saída da libra do SME e mais uma vez; ela passou a oscilar em relação ao marco.

Como no caso da estimação da variância; vários métodos podem ser utilizados para capturar a variação temporal da correlação; por exemplo; a média móvel; modelo *Garch* e modelo exponencial.

Uma vez que um baixo nível de correlação auxilia na diminuição do risco em um *portfólio*; é importante destacar que em períodos de turbulência global as correlações tendem a aumentar. Segundo Alexander (2001); é importante ter consistência entre a função de distribuição dos dados e o modelo de previsão utilizado. Na elaboração do modelo de previsão o tamanho da amostra (da série de dados) deve ser equivalente ao tamanho do período que se pretende prever; ou seja; para uma análise de curto prazo; a base deve ser menor; já para a análise de longo prazo; a base de dados deve ser coerente e capaz de representar as características da série no prazo proposto.

2.6.Métodos de análise de risco - Abordagens contemporâneas ao risco no setor

Souza *et al* (1997); alegam que o gerenciamento do risco trata-se de um método organizado para identificar; conhecer; selecionar e buscar alternativas para minimizar; controlar ou eliminar efeitos nocivos dos potenciais do risco. Tudo através de um processo formal; no qual os fatores de risco são sistematicamente identificados; avaliados e prevenidos.

Existem na literatura muitos métodos que são adotados para a análise de risco; embora grande parte das ferramentas desenvolvidas sejam destinadas às instituições financeiras; caso do

modelo *Maturity; Duration e Value at Risk (VaR)*. Ocorre que as instituições não financeiras possuem características próprias e estas ferramentas se mostraram pouco eficientes em avaliar a exposição estratégica das empresas à volatilidade da taxa de juros; câmbio etc. (PEROBELLI; 2004). Assim sem uma medida eficaz para avaliar suas exposição; as empresas partiram para técnicas de avaliação de fluxos; conhecidas como *what-if analysis*. Estes modelos enfrentam dificuldades na elaboração dos cenários; que segundo Perobelli (2004); a dificuldade é ainda maior no caso de analistas externos. Mas segundo Cavicchini (2001); quanto maior a influência social e política no sistema analisado; menor é a chance dos modelos matemáticos; recomendando assim a construção de pesquisa qualitativa (cenários) baseada em dados históricos e opinião de especialista. O autor destaca; como vantagem da técnica de cenários; tanto a utilização de dados qualitativos quanto à de quantitativos; assim a empresa acaba traçando estratégias de proteção para diversas possibilidades.

Uma boa prática à gestão de risco é fundamental para a continuidade da empresa; mas com a aprovação da lei *Sarbanes – Oxley* as empresas de capital aberto que passam a ser obrigadas a praticarem técnicas de governança corporativa com transparência e segurança. A lei responsabiliza os CEO (*Chief Executive Officer*) e CFO (*Chief Finance Officer*) pelos riscos assumidos pela companhia.

Segundo Duarte Jr. (2004); o problema de gerenciamento dos riscos corporativos é delicado; a existência de um único ponto fraco na cadeia do gerenciamento de riscos corporativos de uma instituição é suficiente para levá-la ao colapso. Somente com a implementação de um programa de gerenciamento de riscos corporativos que uma instituição está segura.

Segundo o autor; existem quatro elementos fundamentais para o sucesso na implementação do gerenciamento de riscos corporativos:

- Cultura Corporativa para Riscos;
- Pessoal Qualificado;
- Procedimentos Internos;
- Tecnologia.

Cultura Corporativa para Riscos

A implementação de um gerenciamento de riscos corporativos exige que a alta direção esteja efetivamente comprometida com o processo. A existência de uma cultura corporativa deve promover; confrontar e alterar os procedimentos existentes. A postura questionadora de forma objetiva e fundamentada é uma indicação da existência de uma cultura corporativa para riscos.

A existência de uma cultura corporativa para riscos tende a elevar o nível de exposição a riscos por parte da instituição; refletindo-se em exposições entendidas e aceitas de forma planejada.

Pessoal Qualificado

A análise de uma empresa tem; como parâmetro básico; a qualificação dos profissionais. Uma cultura corporativa aliada a observância de procedimentos internos e efetivo domínio da tecnologia de gerenciamento de riscos corporativos é atingida apenas com pessoal qualificado. Ponto fundamental na criação das funções *Chief Risk Officer* (CRO) e do *Risk Manager*; hierarquicamente ligados à presidência da empresa.

A qualificação dos profissionais de uma empresa deve ser entendida no sentido global do conceito; a equipe técnica multidisciplinar qualificada deve ser continuamente treinada; não relegando questões relacionadas a caráter; profissionalismo; dedicação; inteligência e conhecimento (prático e teórico).

Procedimentos Internos

Segundo Duarte Jr (2004); os procedimentos internos são importantes por sistematizar o processo de gerenciamento de riscos corporativos; delegar responsabilidades e divulgar a cultura de risco. Mas a implantação de procedimentos internos não impede uma utilização incorreta; por exemplo; quando usados de forma abusiva. Já a falta de procedimentos internos pode levar a potenciais conflitos internos ou de interesse.

Um exemplo interessante dos possíveis danos que procedimentos internos implementados de forma incorreta podem causar é dado pelo colapso do Banco Barings. Leeson tinha quatro

linhas de *reporting* desde Cingapura para Londres; em vez de uma única. É recomendável que cada profissional possua uma única linha de *reporting*; explicitamente colocada a todos na organização; de forma a evitar conflitos de interesse.

Obviamente; procedimentos internos somente terão sucesso se houver uma cultura corporativa para riscos na organização.

Entre os procedimentos internos; alguns autores destacam que é importante a criação de um comitê de risco: a implantação de ferramentas de gestão de risco e a segregação da atividade de gestão de risco das atividades comercial e financeira; dando maior independência nos dados apurados.

Tecnologia

O acesso à tecnologia (tanto *hardware* quanto *software*) faz parte do esforço na direção de implementar o gerenciamento de riscos corporativos. É preciso; no entanto; que este acesso seja feito de forma planejada; dando a ênfase apropriada à tecnologia sem esquecer dos outros elementos mencionados.

Embora alguns autores defendam a gestão de risco através de uma ferramenta única; o recomendado nesta pratica é que se trabalhe com uma série de indicadores de risco em um *Dashboard*.

Segundo Pinheiro (2003); um programa consistente de gestão de risco implica em:

- Ganhos de produtividade;
- Melhor conhecimento dos processos produtivos; financeiros e comerciais;
- Delimitação de limites;
- Tranqüilidade aos gestores e acionistas da empresa sobre o futuro do empreendimento.

2.7. Ferramentas de proteção ao risco – *Hedge*

Em 1979; Louis Ederington publicou um artigo intitulado “*The hedding performance of the new futures markets*” que foi capaz de sintetizar os conceitos de hedge utilizados até hoje. Quando estuda-se *hedge*; encontram-se três teorias para conceituar os processos de *hedge*: Teoria Tradicional de *Hedging* ou *Hedge* Ingênuo; Teoria de *Working* e teoria de carteira e *Hedge* (BUENO; 2002). De modo geral; pode-se entender *hedge* como uma operação de

proteção na qual o agente toma uma determinada posição para evitar ou diminuir a variação de preço; ou seja; sua riqueza.

Em 1983; a *Philadelphia Stock Exchange* (PHLX) ofereceu os primeiros contratos de opções de variação cambial do dólar canadense; do iene japonês e de diversas moedas européias (da época) (GITMAN; 1997). Estes contratos / opções provaram ser um sucesso imediato e hoje são largamente utilizados por investidores que buscam ferramentas eficientes na proteção contra a exposição desnecessária ao risco. Ao contrário de contratos futuros e *forward*; as opções oferecem benefícios - chaves para a proteção efetiva contra o risco de movimentos de preços adversos enquanto; simultaneamente; preservam a possibilidade de lucrar se as alterações de preços lhes forem favoráveis.

Na teoria tradicional; enfatiza-se o risco potencial a ser evitado. Toma-se uma posição no mercado futuro em igual magnitude e em sinal oposto à posição presente – *cash market*. Nesse sentido; a posição presente pode significar; por exemplo; assumir um contrato futuro; em que uma parte fica comprada e outra vendida a um preço futuro. Uma vez firmado o contrato; cabe saber a diferença entre o preço à vista e o preço futuro; que corresponde ao conceito de base (BUENO; 2002) dado conforme a fórmula 2.12.

$$B_t = S_t - f_t \quad (2.12)$$

Onde:

B_t = a base em t

S_t = o preço à vista (spot) em t

f_t = o preço futuro em t com vencimento em t + k para k > 0.

A base será diferente em função da maturidade do contrato. Convenciona-se que se a quantidade de bem mantida sem proteção for maior que zero; diz-se que a posição é comprada em t-1; do contrário a posição será vendida. Assim se a variação do valor da posição protegida for positiva; significa um ganho e se for negativa; representa prejuízo para o agente. Na teoria tradicional de *hedging*; a posição que o agente toma no mercado futuro é de igual tamanho de sua posição presente; mas em sinal contrário. Ao agente comprado interessa uma variação positiva da base; ao agente vendido; uma variação negativa.

A literatura traz o conceito de *hedging* perfeito que depende de uma variação nula da base; ou seja; os ganhos são iguais a zero. Mas tal realização é rara uma vez que para tanto seria necessário que os preços futuros tivessem a mesma variação na mesma intensidade e direção que os preços à vista. Neste caso; a variação dos preços à vista e futuro devem apresentar a mesma variação absoluta todos os dias até o vencimento do contrato para que ambos terminem com valores iguais; pois do contrário haveria oportunidade de arbitragem. (BUENO; 2002).

A visão acima defende que o *hedge* busca apenas minimizar os riscos; mas segundo Working (1953); o *hedge* pode maximizar sua expectativa de retorno. Seguindo esta linha; a diferença entre o especulador e o *hedgers* está no fato que o *hedgers* está ligado diretamente a uma atividade de produção; armazenamento ou processamento; enquanto o especulador tem uma relação apenas financeira. O autor ainda afirma que; apesar do senso comum associar o conceito de *hedge* ao de um seguro; este deve ser entendido como um tipo de arbitragem e não capaz de eliminar riscos advindos da variação de preços.

2.8 Estratégias de *hedge* no setor

Segundo Krapels (2000); a ação de proteção desenvolvida pelos *hedgers* é particularmente importante em mercados imaturos; onde este procedimento interfere no comportamento da curva de preços no curto prazo. Os *players* do setor fazem uso da ferramenta buscando proteger seu fluxo futuro; para tanto existem algumas estratégias que podem ser utilizadas.

O autor ainda destaca que a função *hedge* é diferente em função do tipo de atividade desempenhada pelo *player* (comercialização; distribuição; geração e consumidor); chegando a afirmar que o setor elétrico necessita de um bom sistema de negociação de energia; e que o consumidor é o maior necessitado de um bom programa de *hedge*.

Os instrumentos de *hedge* se diferenciam em função de como cada um distribui os risco de preços entre as partes. Por exemplo; contratos futuros e *swaps* figuram o comprador e o vendedor que acordam um preço e em caso de flutuação; uma parte ganha e a outra perde. Já no caso de uma opção (muito utilizada em negócios de petróleo e gás natural); o comprador paga um bônus para ter no futuro a sua disposição uma determinada opção que pode ser ou não exercida. Se não for exercida; o vendedor é quem realiza ganhos. E por fim os seguros; o

mecanismo mais antigo de proteção; em que a empresa “terceiriza” o risco realizando um pagamento que garante uma cobertura em caso de acontecimentos inesperados; o uso mais comum de seguro é o sinistro com equipamentos.

Estes instrumentos de *hedging* são utilizados desde 1979 no setor petrolífero e desde 1991 na indústria de gás natural; mostrando que o setor possui familiaridade com estes instrumentos tipicamente financeiros. A aplicação desta ferramenta a *commodities* tão específicas exige uma atenção especial às particularidades inerentes às mesmas.

Uma empresa de energia que busca minimizar sua exposição ao risco deve saber que isto exige um preço e este valor define a estratégia ou as ferramentas que a empresa deve utilizar. (KRAPELS; 2000). O autor destaca que é possível fazer uma composição entre as ferramentas apresentadas para maximizar os ganhos ao menor custo; apresentando quatro estratégias possíveis de *hedge* que buscam auxiliar na “gestão” do preço da eletricidade. São elas:

- “*Pure forwards*”; ocorre quando se quer garantir o preço futuro e se firma contratos que garantam uma remuneração à produção que ainda vai se realizar; por exemplo; R\$ 73,50 MWh.
- *Over the counter options and swaptions*; são conhecidos por opções OTC em que se busca um preço médio (também conhecida por opções asiáticas).
- Combinação de operações complexas de opções (*spread; straddles; collars; strangles...etc.*) permite que os *hedgers* construa programas de acordo com condições de mercado; nível de crédito; posições da empresa e o orçamento programado
- Programa de seguros; que permite que o *hedger* pague um prêmio quando os preços estão acima de um nível (elevado). É uma maneira de adiar o pagamento de impostos e obter benefícios quando os preços caem abaixo deste mesmo. Esta estratégia também pode ser combinada com uma opção não financeira.

2.9 Considerações finais

O presente capítulo apresentou a revisão de toda a literatura encontrada sobre a temática: risco; retorno; volatilidade; correlação; gestão de risco contemporânea; risco em negócios de

energia e estratégias de *hedge*; com foco as necessidades e particularidades do negócio energia.

Esta revisão traz que existem diferenciações entre os métodos estudados; ficando clara uma diferenciação entre as ferramentas utilizadas por empresas não financeiras (conforme apresentado neste capítulo) e as ferramentas utilizadas por empresas financeiras (material apresentado no Anexo A); porém; isso não significa que tais métodos devam ser refutados; podendo ser incrementados e melhor aplicados em função da realidade analisada e dos dados disponíveis para a construção do modelo. No caso específico das empresas de energia; as particularidades devem ser respeitadas para a maior aderência do método; evitando assim decisões baseadas em valores que não representativos da real exposição ao risco. O trabalho também abordou o conceito de *Hedge* e as possíveis estratégias utilizadas no setor elétrico; pois a análise de risco só tem sentido se alguma medida de proteção for implementada em função do valor apurado.

No capítulo seguinte; far-se-á uma abordagem mais ampla sobre mercado energético e as mudanças trazidas pelo novo marco regulatório; para que o capítulo 4 aborde os conceitos de remuneração de uma distribuidora de energia; ou seja; tarifação.

Capítulo 3 - Panorama do setor elétrico brasileiro

“Deve-se ter em mente que não há nada mais difícil de se executar, nem de processo mais duvidoso, nem mais perigoso de conduzir do que iniciar uma nova ordem das coisas”

(MAQUIAVEL, Século XV).

3.1. Considerações iniciais

A vida moderna está repleta de comodidades. Assim como a industrialização tem forte responsabilidade sobre o fato, a energia também contribui significativamente para estas facilidades. Pode-se afirmar que a energia é parte fundamental na vida da sociedade urbana industrializada. Utiliza-se energia para aquecer, refrescar, iluminar casas e na conservação dos alimentos, mas raramente quando o indivíduo aciona um destes equipamentos toma conhecimento de todas as etapas necessárias até a energia estar pronta para o “consumo”.

A energia afeta nossas vidas de inúmeras formas além do consumo direto. As empresas de energia (geradoras, distribuidoras, transmissoras, produtoras de equipamentos eletro-eletrônicos, petrolíferas) estão entre as maiores e mais lucrativas corporações do mundo (GELLER, 2003). Estas empresas possuem grande poderio econômico e os mercados financeiros e os governos vivem constantemente sob pressão por não saber como lidar com estas empresas e em alguns casos, o fato pode causar problemas como os visto no escândalo da Enron nos Estados Unidos.

Quando se fala em atividade energética (setor elétrico), pode-se afirmar que se tem um grande desafio no desenvolvimento desta, sendo sua função fornecer serviços adequados às necessidades humanas básicas, melhorando o bem-estar social além de garantir o desenvolvimento econômico e geração de riquezas de uma nação. Neste contexto encontramos muitos países que privatizaram suas concessionárias de eletricidade para reduzir a ineficiência do sistema e atrair recursos privados para o setor. Os governos vêm buscando atuar com transparência, abrindo os mercados à competição, diversificando suas matrizes energéticas com inserção das fontes renováveis de energia e reestruturando a regulamentação da atividade. No entanto, segundo Geller (2003), nem todos os esforços acima citados são capazes de garantir novos investimentos, melhoria da eficiência dos serviços de energia ou redução de custos.

Este capítulo se propõe a estudar de maneira detalhada a estrutura do setor elétrico e suas principais características, abordando o passado recente do setor elétrico brasileiro que levaram ao “novo modelo” energético conhecido por marco regulatório, além dos riscos e características do mesmo. Para tanto foi necessário uma extensa leitura de leis, decretos, portarias, resoluções e documentos públicos que tratam dos requisitos legais para a prestação do serviço público de energia elétrica no território brasileiro.

Este capítulo também visa desvendar quais as variáveis e os macro-processos regulamentados pelo marco regulatório vigente, que serão a base para a construção da discussão sobre o processo tarifário regulado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), foco do próximo capítulo.

3.2. Panorama geral

O setor elétrico brasileiro, até o início da década de 90, caracterizava-se pela centralização da operação e do planejamento da expansão, além da integração dos segmentos de transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica (CASTRO, 2004).

Em dezembro de 1965 era aprovada a lei nº 4.904, na qual o Ministério de Minas e Energia (MME) era o único responsável até então pela formulação da política energética do país. A lei delega a regulação e fiscalização das concessionárias de energia elétrica para o então recém criado Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão que respondia diretamente ao MME.

A coordenação do planejamento da expansão e da operação do sistema era atribuída à ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.), que atuava através de empresas regionais como: ELETRONORTE, FURNAS, CHESF e ELETROSUL, sendo agente financiador do setor, além de possuir participação acionária em todas as distribuidoras.

A Eletrobrás exercia as atividades de planejamento da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro por meio da coordenação de Órgãos Colegiados, integrados por todas as concessionárias de geração, transmissão e distribuição.

Existia ainda o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), responsável pelo planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição do país. Por fim, era com base em avaliações de projeção de demanda e consumo

por região, que anualmente os Planos Decenais de expansão do setor eram apresentados, estabelecendo uma lista de usinas e linhas de transmissão a serem implementadas. Sendo assim, pode-se afirmar que o planejamento possuía um caráter determinativo.

Basicamente, a estrutura organizacional do setor elétrico nessa época se caracterizava pela forte ligação com o governo, cabendo, ao âmbito federal, as empresas regionais, responsáveis pelas usinas e rede de transmissão e, ao âmbito estadual, as empresas supridoras de energia com limitações de ação dentro do seu estado, concentrando-se na distribuição de energia elétrica.

A constituição federal de 1988 estabeleceu o início do processo para a reestruturação do setor elétrico com o Art. 175 que traz a obrigatoriedade do poder público em empregar a licitação para a concessão ou permissão de serviços públicos. As leis nº. 8.987 de 13 de fevereiro de 1993 e nº. 9.074 de 7 de julho de 1995 levaram o setor à busca por ganhos financeiros e a uma maior flexibilização na produção e comercialização de energia elétrica com a legalização da figura dos agentes: produtor independente de energia (PIE) e de autoprodutor (APE).

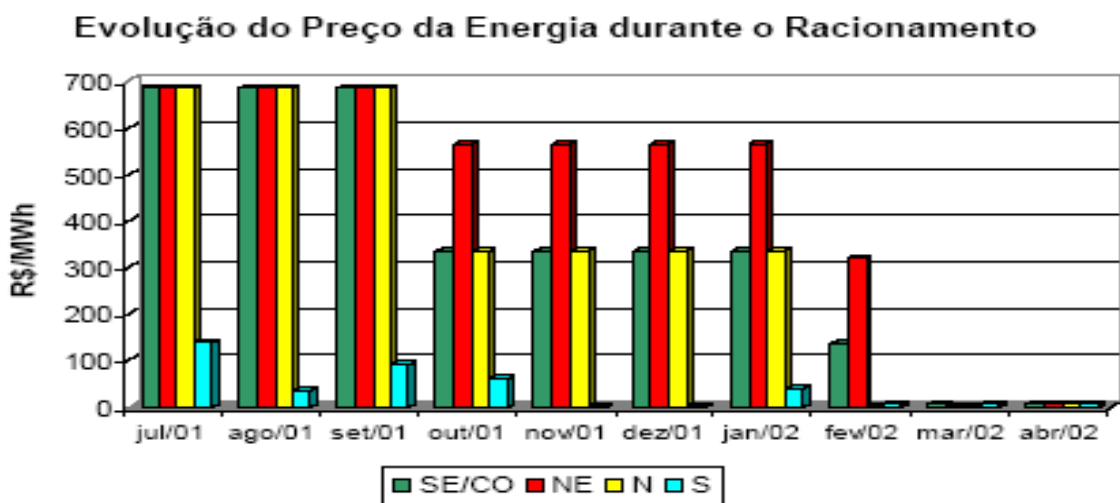
Em junho de 1997, concluíram-se os estudos que resultaram no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). No ano seguinte, em 27 de Maio, a lei nº. 9.648 foi aprovada, permitindo assim ao poder executivo a reestruturação da ELETROBRÁS e subsidiárias com vista na desverticalização e privatização, visando inserir competitividade no mercado de energia elétrica. A lei também instituiu a livre comercialização de energia elétrica entre permissionárias autorizadas e concessionárias. Para tanto, foi estipulado um período de transição que teria início em 2003 e conclusão em 2006 quando os contratos iniciais estariam 100% descontratados. A lei regulamentou ainda a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), então responsável pela liquidação e contabilização dos contratos de energia de curto prazo, hoje substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Mas as recomendações do RE-SEB e as normas estabelecidas pela lei nº. 9.648 não foram seguidas, com exceção da ELETROSUL subsidiária da ELETROBRÁS que se dividiu e a geração foi privatizada, constituindo a Tractebel Energia.

Em 24 de fevereiro de 2000, o MME lançou o Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT), uma tentativa do Governo Federal em diversificar o parque gerador brasileiro conhecido por ser vulnerável às condições hidrológicas, mais de 90% é composto por usinas hidroelétricas segundo dados da ONS (2004). Embora já discutida, a composição do parque é justificada pela abundância de cursos de água, com aproveitamentos próximos dos centros de consumo, pelo domínio da tecnologia e pelo baixo custo do megawatt produzido.

Ao longo dos anos uma crise vinha se formando, a falta de novos investimentos em geração e transmissão, as térmicas do PPT não entraram em funcionamento nas datas previstas, o aumento do consumo de energia e um regime hidrológico desfavorável nos anos anteriores contribuíram para o início do racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O racionamento vigorou de 1º de julho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002 nas três primeiras regiões, e na região Norte vigorou de 15 de Agosto a 31 de Dezembro de 2001. Entretanto um estudo publicado pela Tendência Consultoria Integrada em 2003 afirma que apesar da vulnerabilidade, as condições hidrológicas e o racionamento de energia de 2001 poderiam ter sido evitados se o cronograma proposto pelo plano decenal tivesse sido realizado.

Durante o período crítico do racionamento, o valor da energia atingiu níveis dantes nunca alcançados no mercado de curto prazo, a figura 3.1 apresenta a distribuição dos PMAE (preço de liquidação no MAE):



Fonte: CCEE

Figura 3.1: Evolução do Valor da Energia no MAE Durante o Racionamento

Ao analisar o gráfico, percebe-se que o preço teve uma forte tendência de alta no início do racionamento chegando a patamares de 684 R\$/MWh, e recuando a baixo de 10 R\$/MWh no final do racionamento. Superado 2001, o setor elétrico brasileiro necessitava de uma nova proposta que foi apresentada somente no governo seguinte com o “novo marco regulatório”, apresentado no item a seguir.

3.3. Marco Regulatório da atual estrutura do setor elétrico brasileiro

Após o racionamento de 2001, o setor elétrico brasileiro apresenta hoje um excesso de oferta, as geradoras estão subcontratadas expostas aos baixos preços do CCEE comprometendo sua receita no longo prazo. A atual disponibilidade de capacidade de produção somada a política de leilões implementada e a evolução dos encargos levaram as geradoras e distribuidoras a sérias dificuldades econômico-financeiras. Segundo o estudo da Tendências Consultoria Integrada (2004), o principal problema do setor elétrico está na insegurança sobre o futuro e na falta de perspectivas, o que compromete o crescimento do parque e a paralisia nos investimentos, podendo comprometer o crescimento econômico do país.

Ainda em Janeiro de 2003, o novo governo que assumia, cria a expectativa de mudanças, que se confirmaram com a edição das medidas provisórias nº. 144 e nº 145 que apresentavam as diretrizes para um novo marco regulatório para o setor elétrico. Após longa negociação com os agentes do setor elétrico e legislativo, as mudanças entraram em vigor em 15 de Março de 2004, com a aprovação das leis nº. 10.847/04 e 10.848/04, que posteriormente foram complementadas pelo decreto nº. 5.163 de 30 de Julho de 2004, que serão detalhados nesta sessão.

O marco foi “construído” sob alguns pilares como a segurança no suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária, o livre acesso, a estabilidade regulatória e a universalização do atendimento.

O modelo espera que a segurança no suprimento esteja garantida pela obrigatoriedade das distribuidoras e que os consumidores livres comprovem a contratação de 100% da sua carga ou mercado via contratos, que exigem o lastro físico de geração, prevendo a aplicação de penalidades por descumprimento. Fato que pode gerar inúmeras discussões jurídicas.

A modicidade tarifária deve ser alcançada com o novo procedimento de compra e venda de energia por meio de leilões, que serão realizados com adoção do critério de menor tarifa, embora a evolução dos encargos venha comprometendo este pilar.

Quanto às diretrizes de livre acesso e universalização, não se pode afirmar que são premissas instituídas pelo marco regulatório uma vez que desde 1998 o decreto n.º 2.655 instituiu o livre acesso e a Lei nº 10.438 de 2002, posteriormente alteradas pela lei nº 10.762 de 2003, que já estabelecia os princípios da Universalização.

O livre acesso é um mecanismo consagrado mundialmente que busca permitir tratamento isonômico aos agentes e a separação das atividades. Além de contribuir com a modicidade tarifária, alguns autores chegam a afirmar que a reestruturação do setor elétrico necessita do livre acesso para obter resultados positivos.

Neste ponto, é relevante destacar alguns aspectos do Sistema Interligado Nacional (SIN) que possui tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2004). O grande desafio da universalização está em encontrar meios de atender a todos, sem que isto gere problemas de impacto ambiental, aumento dos custos da energia ou dificuldades técnicas no caso da necessidade de integração ao SIN.

As principais mudanças impostas pelo novo modelo consistem no planejamento de longo prazo, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão diretamente ligado ao MME, na obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda ou da carga das distribuidoras e clientes Livres (CL); na substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que funcionará como um *pool*; na “criação” de dois ambientes de contratação regulada e livre que devem ser gerenciados pela CCEE e a restrição das atividades do órgão regulador (ANEEL, 2004).

Um aspecto positivo do modelo é o respeito aos contratos bilaterais já firmados; uma garantia dos direitos firmados com os investidores. O grande desafio do modelo está em atingir sua

sustentabilidade. Entenda-se por sustentabilidade, o equilíbrio entre oferta e demanda no curto e longo prazo, incorporando as mais diversas restrições ambientais, sociais e macroeconômicas.

3.3.1 Agentes e órgãos do setor

O marco regulatório conceitualmente foi projetado considerando os agentes existentes, mas modificando algumas atribuições e criando novos agentes solucionando assim funções deficitárias do modelo anterior. A seguir serão apresentadas as estruturas dos órgãos que atuam na regulação e planejamento do setor (MME, ANNEL, ONS, EPE, CMSE e CCEE) e dos agentes de distribuição, geração, comercialização, transmissão, autoprodutor e consumidor livre, considerando o marco regulatório.

Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME volta a exercer o Poder Concedente, anteriormente designado à ANEEL. Dessa forma, cabe ao Ministério a assinatura dos contratos de concessão de linhas de transmissão, geração e distribuição de energia elétrica, podendo esta ser delegada a agência reguladora.

O MME passa a trabalhar por meio de decretos para complementar a regulação estabelecida pelas leis que estabeleceram as diretrizes do Novo Modelo. Assim o Ministério passa a concentrar as principais decisões, restringindo, portanto, a atuação da agência reguladora independente (ANEEL).

O MME definirá anualmente o montante de energia a ser contratado no mercado regulado baseado nas declarações das distribuidoras, além de homologar os empreendimentos de geração listados pela EPE para os leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O preço máximo dos leilões de energia proveniente de usinas existentes será determinado pelo MME, assim como a criação de mecanismos para compensar as variações nos custos de aquisição de energia não contempladas no reajuste tarifário do ano anterior, ou seja, alterações na Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA), instituída pela Medida Provisória nº. 2.227 de 4 de setembro de 2001. Esta última tarefa será realizada em conjunto com o Ministério da Fazenda (CASTRO, 2004).

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Criada em 1996 pela lei nº. 9.427, a ANEEL era responsável pelo exercício do poder concedente. O marco encarregava a agência de operacionalizar as licitações nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além da concessão de outorga para aproveitamento de potenciais hidráulicos que atendam aos planos de outorga estabelecidos pelo MME/EPE.

A celebração dos contratos fica sob a responsabilidade do MME e competirá à ANEEL a gestão dos mesmos. Foram adicionadas novas atribuições à Agência como, por exemplo:

- Criar mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento da totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, incluindo também o correto atendimento ao consumidor livre;
- Organizar e promover processos licitatórios para o atendimento das necessidades do mercado;
- Homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios.
- Definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devam atender as seguintes características:
 - a) Garantir a arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão;
 - b) Utilizar sinal locacional, visando assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Com a lei nº. 10.848/04, o Poder Concedente amplia a atuação do ONS, sem prejuízo de outras atribuições já conferidas, passando este, a partir da publicação da lei, a contribuir na análise e planejamento das ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN. Mas a maior alteração ocorre com a reestruturação da organização interna do operador. Fica, portanto, estabelecida uma nova

composição de diretoria com cinco integrantes com mandatos fixos de quatro anos não coincidentes, três diretores serão indicados pelo Poder Concedente, entre eles o Diretor Geral e dois serão indicados pelos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O ONS na condição de gestor do SIN deve atender as seguintes diretrizes:

- A otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas e econômicas para despacho das usinas;
- As necessidades de energia dos agentes;
- Os mecanismos de segurança operativa, optando sobre a inclusão de curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- As restrições de transmissão;
- O custo do déficit de energia;
- As interligações internacionais.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Com a aprovação da lei nº. 10.847 em 15 de março de 2004, o novo modelo atende a uma importante demanda relegada no modelo anterior, o planejamento de médio longo prazo. A lei estabelece a criação da EPE, que terá as seguintes atribuições:

- Responsabilidade pela articulação relativa ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- Planejamento e negociação da integração energética com outros países;
- Desenvolvimento de estudos de impacto social, viabilidade técnica-econômica e sócio ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis, além de promover estudos informativos para avaliação e incremento da utilização de energia de fontes renováveis;
- Desenvolvimento de estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.
- Efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- Elaborar e publicar o balanço energético nacional;

- Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo; (PELP – Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico);
- Elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações, envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- Promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- Promover estudos e produzir informações que subsidiarão planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;
- Promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- Promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético;
- Promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos.

Ressalta-se que os novos empreendimentos de geração e transmissão só serão licitados após a obtenção de licença ambiental. A intenção é evitar que as obras sejam paralisadas após a licitação por falta da referida licença, garantindo o cumprimento dos cronogramas e, conseqüentemente, reduzindo os riscos para os investidores.

A EPE tem incumbências semelhantes às da Eletrobrás, nas décadas de 70 e 80, quando se misturavam, sob sua tutela, o planejamento, os empréstimos e os investimentos diretos. (SANTOS, 2004a).

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Como já mencionado, as diretrizes do novo modelo foram estabelecidas por leis, mas têm sido através de decreto de lei que o mesmo vem sendo detalhado. O CMSE foi instituído pelo decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004 e atuará subordinado ao MME, auxiliando no acompanhamento e avaliação da continuidade e da segurança do abastecimento eletroenergético no país, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

O CMSE será constituído por quatro representantes do MME e os titulares dos seguintes órgãos:

- ANEEL;
- ANP;
- CCEE;
- EPE;
- ONS.

O comitê é responsável por monitorar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; gás natural e petróleo e seus derivados; realizar a avaliação das condições de abastecimento e atendimento em horizontes pré-determinados.

O CMSE também deverá realizar análises periódicas e integradas de segurança do abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, além de identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial e outros que possam afetar a regularidade e a segurança do sistema. O comitê também ficará responsável por elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações que promovam a manutenção da segurança do sistema elétrico.

As atribuições determinadas ao comitê somadas às atribuições delegadas à EPE se assemelham as do extinto Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão (CCPE) idealizado no relatório final do RE-SEB.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE assume a responsabilidade de realizar a contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia no mercado de curto prazo, além de funcionar como um *pool*, gerenciando todos os contratos a serem firmados por cada um dos geradores com todas as distribuidoras, sucedendo o Mercado Atacadista de Energia (MAE) extinto em 2004. Assim, a ANEEL deverá considerar a tarifa de suprimento apurada pela CCEE no cálculo das tarifas de fornecimento dos consumidores cativos.

A contabilização e liquidação no mercado de curto prazo serão efetuadas sob o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), antigo PMAE, que será estabelecido pela CCEE no máximo em base semanal, considerando o custo marginal de operação e limites inferior e superior definidos pela ANEEL.

No cálculo do PLD, deverão ser observados, entre outros, a otimização dos recursos eletroenergéticos do SIN, as restrições operacionais das usinas, o custo do déficit e as restrições técnicas das linhas de transmissão.

O limite superior para o PLD será determinado por meio da análise dos custos variáveis de operação das usinas termelétricas despachadas pelo ONS enquanto o valor mínimo observará os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e os custos referentes à utilização dos recursos hídricos.

A CCEE será formada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores livres. Sendo que a participação pode ser voluntária ou obrigatória.

Os agentes da CCEE serão divididos nas categorias de geração, de distribuição e de comercialização, da seguinte forma:

I - Categoria de geração, subdividida em:

- a) classe dos agentes geradores concessionários de serviço público;
- b) classe dos agentes produtores independentes;
- c) classe dos agentes autoprodutores.

II - Categoria de distribuição, composta pela classe dos agentes de distribuição, titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalação para fornecer energia elétrica ao consumidor final, exclusivamente da forma regulada.

III - Categoria de comercialização, subdividida em:

- a) classe dos agentes importadores e exportadores;
- b) classe dos agentes comercializadores;
- c) classe dos agentes consumidores livres.

Agentes de geração

Os agentes de geração poderão exercer três papéis distintos: concessionários de serviço público de geração (CSPG), PIE ou APE.

As geradoras estatais, que pertencem ao conjunto de CSPG, comercializarão sua energia assegurada, obrigatoriamente, por meio de licitação, tanto no ambiente de contratação regulada quanto no ambiente de livre contratação.

Os geradores deverão possuir garantias físicas de energia e potência para constituírem os lastros nos contratos de compra e venda de energia firmados na CCEE.

Caberá ao MME definir e disciplinar a forma de cálculo das referidas garantias, a serem executadas pela EPE, baseando-se nos critérios propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Em caso de atraso no prazo de entrada em operação comercial das unidades geradoras e o lastro de energia verificado não seja suficiente, o gerador deverá celebrar contratos de compra de energia para atender suas obrigações, assumindo todos os riscos associados, inclusive a diferença de preços entre sub-mercados, além de sofrer as penalidades previstas na convenção de comercialização.

As novas usinas hidrelétricas, que pretendam comercializar uma parcela de sua energia assegurada no ambiente de contratação livre ou utilizá-la para consumo próprio, terão parte dessa receita auferida destinada à modicidade tarifária do ambiente de contratação regulada, conforme dispuser o edital do leilão de energia dos novos empreendimentos de geração.

Agentes de distribuição

O maior desafio deste agente no novo modelo está em ser capaz de prever com exatidão seu mercado em um horizonte de cinco anos. Segundo o decreto nº 5.163, as distribuidoras estão obrigadas a contratar 100% do seu mercado; a aquisição da energia deve ser feita mediante contratação regulada por meio de leilões, sendo respeitados os contratos estabelecidos antes da entrada do novo modelo.

Estão garantidos os repasses integrais às tarifas dos consumidores cativos até o limite de 3% de sobre-contratação. Para os casos de sub-contratação, será permitido o repasse do menor valor entre o PLD e o Valor de Referência (VR), que será definido pela equação 3.1, além da aplicação de penalidades.

Sobre a energia contratada a partir de geração distribuída, fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa que integrem o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas – PROINFA, não haverá necessidade de licitação para sua aquisição, respeitados os limites de contratação e repasse às tarifas ao VR.

A Lei nº 10.848 de 2004 deu nova redação ao art. 8º da Lei nº 8.631 de 1993 estabelecendo que as concessionárias que estiverem inadimplentes no pagamento das parcelas das quotas anuais dos encargos setoriais, tais como RGR, CDE, PROINFA, CCC e Itaipu; não terão revisão tarifária, exceto a extraordinária, ou reajuste tarifário e nem o recebimento dos recursos originários da RGR, CDE e CCC.

O decreto que regulamenta a comercialização de energia (nº. 5.163/04) estabeleceu que, a partir de outubro de 2004, as distribuidoras deverão assinar com os consumidores potencialmente livres, contratos distintos o acesso a rede (conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição) e para a compra e venda de energia, nas datas de reajuste ou revisão tarifária, o que ocorrer primeiro.

No caso de perda de consumidores para o mercado livre, as distribuidoras poderão reduzir os contratos de energia com as usinas existentes na mesma proporção da energia perdida, evitando assim, que as empresas fiquem expostas aos riscos de ficar *long* (Sobre contratada). Também serão permitidas reduções anuais nos contratos com as geradoras de até 4% do total inicialmente acertado para acomodar as variações do mercado cativo.

As pequenas concessionárias de distribuição de energia elétrica, com mercados próprios inferiores a 500 GWh/ano, passaram a possuir as seguintes alternativas para contratação de energia:

- Aquisição nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR;
- Compra dos geradores distribuídos;
- Mediante tarifa regulada de seu atual supridor; ou
- Promoção de licitação pública para aquisição de energia.

Contudo, se essas pequenas distribuidoras optarem por não contratar a energia dos seus atuais fornecedores mediante tarifa regulada, deverão avisá-los formalmente com antecedência mínima de 15 dias da data limite estabelecida pelo decreto nº. 5.163 de 2004, para apresentação das previsões de mercado das distribuidoras com venda superior a 500 GWh/ano.

Além disso, esses agentes passarão a integrar a CCEE e só poderão retornar a condição de supridos mediante tarifa regulada após 5 anos da formalização dessa decisão junto ao seu antigo fornecedor ou mediante aprovação do mesmo.

Agentes de transmissão

O novo modelo não prevê grandes alterações para os agentes de transmissão, uma vez que este segmento é tratado como um monopólio natural e foi considerado eficiente, servindo de inspiração para a formatação das novas concessões de usinas.

No entanto, no decreto nº. 5.163 de 2004 fica definido que o MME estabelecerá a metodologia para utilização de sinal locacional, a ser utilizada pela ANEEL, no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e na determinação dos fatores de perdas.

Agentes de comercialização

As comercializadoras de energia poderão atuar no ambiente de contratação livre, vendendo seus produtos aos consumidores que optaram por outros fornecedores e comprando os respectivos lastros de energia dos geradores que destinaram toda ou parte de suas produções ao ambiente livre.

Também será permitida a participação de comercializadoras nos leilões de ajuste das distribuidoras, além da possibilidade de negociar energia com os geradores que não comprovarem lastro suficiente para cumprirem seus contratos, em virtude de atraso no cronograma das obras.

Segundo o decreto nº 5.163/04, as comercializadoras ficam obrigadas, juntamente com os demais agentes vendedores, a informar anualmente a previsão de seus mercados para os próximos cinco anos.

Consumidores Livres

O agente já existia no modelo anterior, mas o decreto nº 5.163/04 definiu o consumidor potencialmente livre como sendo aquele que possui demanda igual ou superior a 3 MW e é atendido em tensão igual ou superior a 69 kV.

Os consumidores potencialmente livres, cujos contratos de fornecimento não contenham cláusulas de tempo determinado, poderão tornar-se livres desde que avisem formalmente à sua concessionária 15 dias antes do prazo estabelecido para as distribuidoras apresentarem a declaração do montante de energia a ser contratado nos leilões anuais, que é de sessenta dias de antecedência.

Assim, esses consumidores poderão adquirir energia de outros fornecedores a partir do ano seguinte de sua manifestação à concessionária. Tal prazo pode ser reduzido com a anuência da distribuidora. Para os consumidores potencialmente livres, que possuam cláusulas determinando a data do vencimento do contrato com a concessionária local, somente poderão optar por outro fornecedor após o término do respectivo contrato.

Contudo, para o consumidor livre retornar à condição de cativo da concessionária local, deverá informá-la com antecedência mínima de 5 anos, este prazo pode ser flexibilizado conforme o interesse e disponibilidade da distribuidora (Dec. nº.5.163/2004).

Ficou também estabelecido que o consumidor livre deverá informar ao MME, o montante da energia contratada para atender o seu consumo, sendo que haverá penalidade para o caso de sub-contratação, embora até o momento a penalidade ainda não esteja regulamentada.

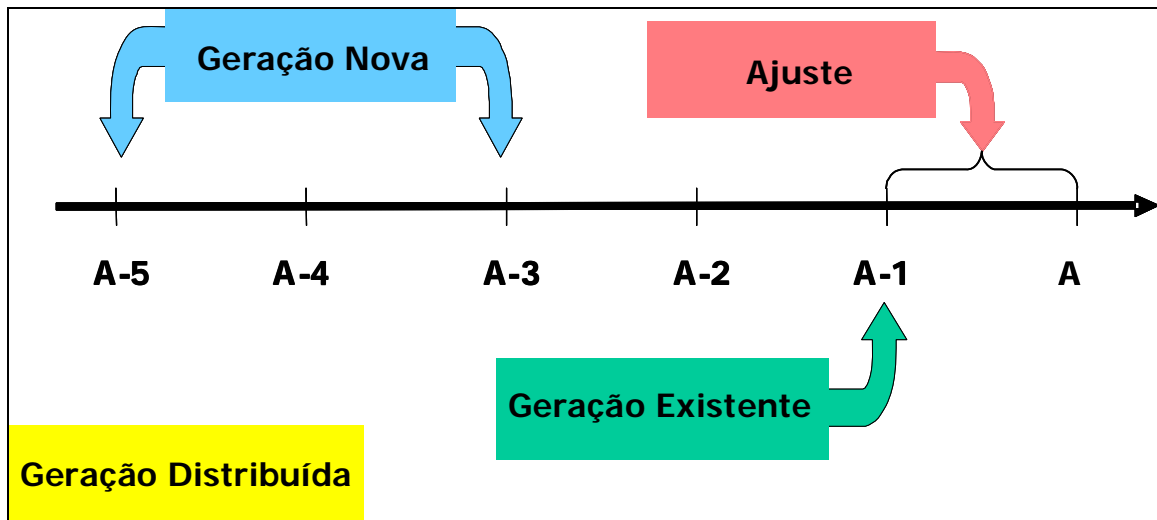
Os consumidores livres deverão ser representados ou ingressar como agentes na CCEE para que sejam realizadas as operações de contabilização e liquidação dos contratos no mercado de curto prazo.

O arranjo institucional atual acarreta uma sobre capacidade de geração. Em uma lógica de mercado livre, tal situação é danosa, pois leva a baixos preços que não remuneram o capital. Em um ambiente regulado, tal risco tende a onerar o consumidor cativo. É bom lembrar o que aconteceu com a transmissão nos últimos três anos, que seguindo a mesma orientação pretendida para a geração, imputou aos consumidores um aumento de quase cem por cento das tarifas. Este efeito se assemelha ao processo descrito por Averch-Johnson, no qual sistemas com garantia de rentabilidade sempre se encontra sobre capacidade e baixa preocupação com processo de melhoria de gestão (SANTOS, 2004 a).

3.3.2. Ambientes de contratação

O novo modelo regulamenta a contratação de energia através de dois ambientes, o ambiente de contratação regulada (ACR), e o ambiente de livre contratação (ACL). O mercado regulado deve concentrar as operações de compra e venda de energia, por meio de leilões públicos. Toda a demanda das distribuidoras de energia elétrica ainda não contratada deverá se realizar neste ambiente, onde todos os agentes vendedores serão os titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica, usualmente este mercado é conhecido por *pool*. As distribuidoras deverão contratar energia necessária para atender a 100% de seu mercado cativo, o mecanismo de celebração serão os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), os quais serão celebrados entre as distribuidoras e as concessionárias ou autorizadas de geração, com intermediação da CCEE.

As distribuidoras estão obrigadas a contratar energia dentro do ACR, por meio dos leilões de energia que podem ser: leilão de energia existente (A-1 e ajustes), energia nova (A-5 e A-3). A flexibilidade de troca de contratos será implementada através do mecanismo comercial de sobras de déficit (MCSD) ainda em elaboração na ANEEL e CCEE. A figura 3.2 apresenta as formas de contratação em uma linha do tempo facilitando o entendimento.



Fonte: MME – Modelo institucional 2003

Figura 3.2: Tipos de Contratação de Energia no ACR

Segundo o novo modelo, o princípio da liberdade do produtor de escolher o que produzir e como produzir é abandonado na medida em que se fixa quanto se quer comprar e de quais centrais.

O montante total de energia elétrica a ser leiloado e a lista de usinas hidrelétricas e térmicas que participarão dos respectivos leilões, serão definidos pelo MME com base nas previsões de mercado elaboradas pelas distribuidoras e estudos realizados pela EPE.

No caso do primeiro leilão realizado em 07 de dezembro de 2004, as empresas participantes estão na figura 3.3.

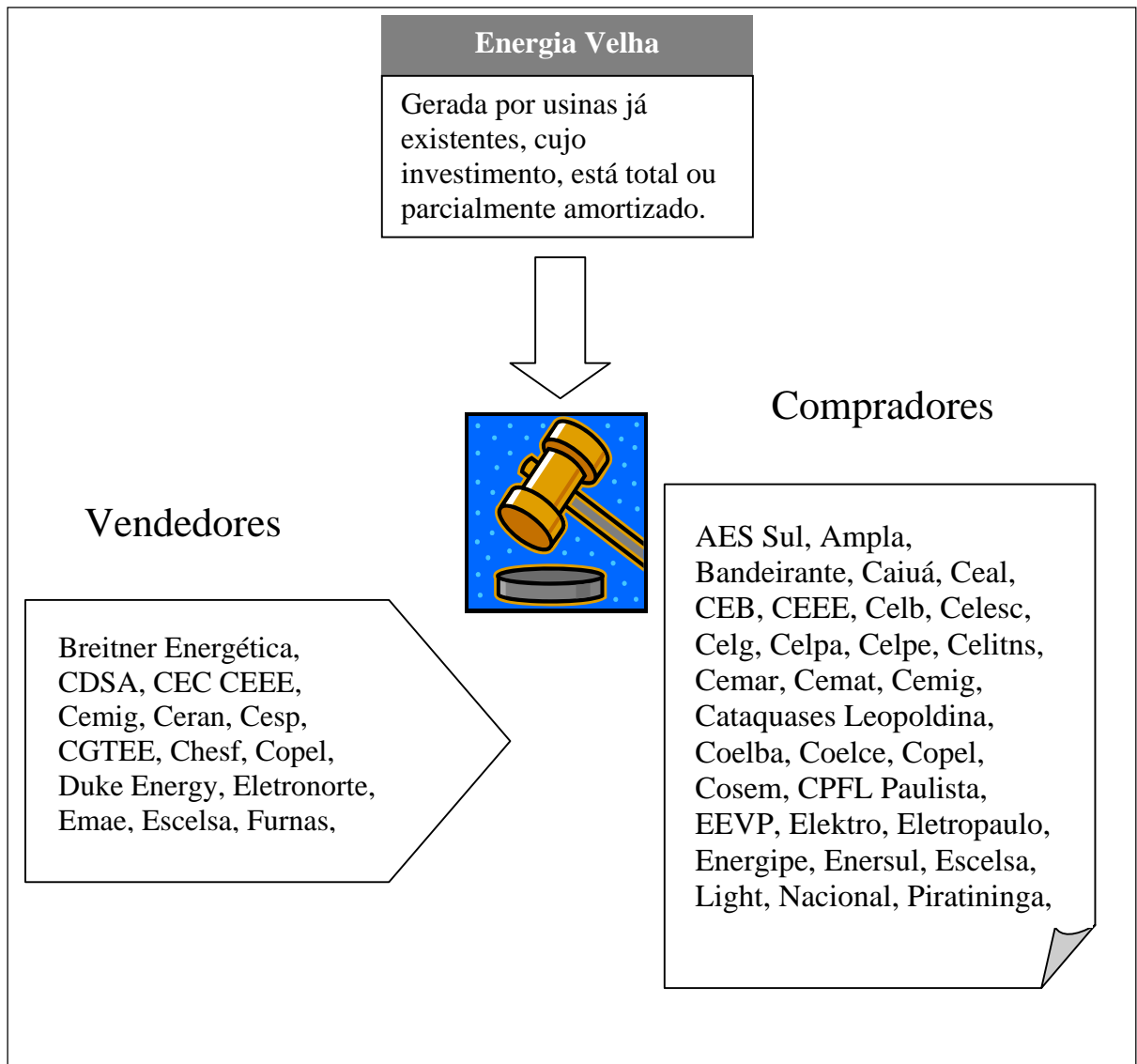


Figura 3.3- Representação do Megaleilão de energia

Ainda sobre o 1.º leilão (conhecido como leilão de energia velha), pode-se afirmar que o objetivo de modicidade tarifária foi atendido com sucesso. Pois os valores desembolsados na aquisição de energia caíram significativamente, partindo de uma média superior a R\$ 75,00 para R\$ 57,51. O resultado também apontou o fracasso no produto de 2008, fato que levou a necessidade de um outro leilão para atender a demanda não atendida.

No Ambiente de Contratação livre (ACL), a compra e venda de energia se dará por meio de contratos bilaterais livremente negociados. Os *players* autorizados a atuar neste ambiente são as comercializadoras, os agentes de geração, de importação, de exportação e os consumidores livres, não sendo permitido à distribuidora a aquisição de energia neste mercado.

Estão incluídos no ACL os consumidores com carga maior ou igual a 500 kW que comprarem energia diretamente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), fontes à base de biomassa, eólica ou solar (contempladas no PROINFA), ou seja, as fontes de energia renováveis (FER). Os geradores federais, estaduais ou municipais poderão comercializar parte de sua energia assegurada no ACL, utilizando as opções descritas na tabela 3.1:

1	Leilões exclusivos para consumidores finais ou licitação e chamada pública organizadas pelos próprios consumidores;
2	Oferta pública para atendimento da expansão de consumidores existentes ou para novos consumidores, somente aqueles com demanda igual ou superior a 50MW;
3	Leilões, chamadas ou ofertas públicas aos demais agentes vendedores e exportadores ou;
4	Possibilidade de aditamento dos contratos de fornecimento, em vigor em 26 de agosto de 2002 até o final de 2010.

Tabela 3.1 – Opções de comercialização no ACL

3.4. Comercialização de energia

Como já mencionado, o decreto nº.5.163/04 regulamenta as regras de comercialização do novo modelo. Segundo o decreto, fica estabelecido um conceito fictício de energia nova e energia velha. Entende-se por contratação de energia existente (energia velha), aquela proveniente das usinas que já estavam em funcionamento antes de 2000, a comercialização de energia ocorre via leilões, os contratos terão duração de 3 a 15 anos e início de suprimento para janeiro do ano subsequente ao leilão.

A contratação de nova geração (energia nova) deve atender a expansão da carga do sistema e será promovida por meio de licitações com antecedência de cinco (A-5) e três anos (A-3) da realização do mercado previsto pelas distribuidoras (ano A).

Todos os contratos celebrados nos anos A-5 e A-3 terão vigência de 15 a 35 anos, a contar do início do suprimento no ano A. Para o primeiro caso, será permitido às distribuidoras o repasse integral dos custos da aquisição de energia aos consumidores cativos. No tocante do leilão A-3, terá garantido o repasse total dos custos de compra somente até o limite de 2% do mercado da distribuidora.

A contratação de ajuste destina-se a complementação da parcela do mercado previsto pelas distribuidoras para o ano A que não foi coberto nas licitações dos anos anteriores, limitado a 1% da carga total contratada da distribuidora. A vigência dos contratos será de no máximo 2 anos.

O modelo permite a concessionária realizar chamadas públicas para contratar energia de geração distribuída, limitada a 10% do seu mercado.

Quanto ao repasse as tarifas, fica estabelecido o VR (antigo valor nominal) descrito na fórmula 3.1, que deve auxiliar na definição da estratégia a se adotar nos leilões do *pool*.

$$VR = \frac{VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3}{Q5 + Q3} \quad (3.1)$$

Onde:

VL5 é valor da energia adquirida no ano A-5;

VL3 é valor da energia adquirida no ano A-3;

Q5 é o montante de energia adquirido no ano A-5;

Q3 é o montante de energia adquirido no ano A-3;

VR é o valor de referência a ser publicado pela ANEEL.

Caso o VR seja maior que a tarifa média ponderada da compra da distribuidora, a diferença entre os valores resultará em um ganho que deve ser repassado para a modicidade tarifária. Porém, se VR for inferior à tarifa média ponderada, a concessionária não poderá repassar a diferença para os consumidores nesse período. Nos anos seguintes, haverá o repasse dos custos reais de compra de energia às tarifas. Para melhor entendimento do modelo, a tabela 3.2 resume as principais regras de contratação.

Ano	Formas de Contratação da Energia - Leilões	Entrega	Prazo de Vigência (anos)	Regras para o Repasse dos Custos de Aquisição às Tarifas Reguladas
2004	Energia de usinas existentes	2005 2006 2007 2008	8 (mínimo) 8 (mínimo) 8 (mínimo) 5 (mínimo)	Repasse integral até VR. Para 2005 e 2006, VR igual ao preço máximo do leilão de 2004 para entrega nos mesmos anos. Para 2007 e 2008, repasse à VR, mas com VL5 e Q5 iguais aos valores dos leilões de energia nova de 2005 para entrega em 2009 e 2010, e VL3 e Q3 iguais aos montantes dos leilões de energia nova com entrega em 2007 e 2008.
2005	Energia de usinas novas (A-5)	2009	15 (mínimo)	Repasse à VR nos 3 primeiros anos de suprimento e do valor integral a partir do quarto ano.
2005	Energia de usinas novas (A-5)	2010	15 (mínimo)	
2006	Energia de usinas novas (A-5)	2011	15 (mínimo)	
2006	Energia de usinas novas (A-3)	2009	15 (mínimo)	Repasse à VR nos 3 primeiros anos de suprimento e do valor integral a partir do quarto ano, até o limite de 2% do mercado da distribuidora no ano A-5. Acima disso, repasse ao mínimo entre VL5 e VL3.
2007	Energia de usinas novas (A-3)	2010	15 (mínimo)	
2008	Energia de usinas novas (A-3)	2011	15 (mínimo)	
2005	Energia de usinas existentes (A-1)	2006	5 (mínimo)	Para os leilões entre 2005 e 2008, repasse integral até o limite de 1% da carga verificada no ano anterior. Acima disso, repasse de 70% do valor médio dos leilões com entrega entre 2005 e 2008. A partir de 2009, repasses integrais.
2006	Energia de usinas existentes (A-1)	2007	5 (mínimo)	
2007	Energia de usinas existentes (A-1)	2008	5 (mínimo)	
2008	Energia de usinas existentes (A-1)	2009	5 (mínimo)	
2009	Energia de usinas existentes (A-1)	2010	5 (mínimo)	
2010	Energia de usinas existentes (A-1)	2011	5 (mínimo)	
Todo ano	Leilão de ajuste	2005 2006 etc.	2 (máximo) 2 (máximo)	Repasse integral até o limite de VR. Contratação limitada a 1% da carga total da distribuidora.

Fonte: Revista Brasileira de energia (FIQUERDO, CASTRO & CAMARGO, 2004)
Tabela 3.2 - Resumo Exemplificado das Novas Regras de Contratação

Quando a distribuidora apresentar desvios positivos, ou seja, estiver sobre contratada no ano em análise, a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo obedecerá aos critérios da tabela 3.3:

Até o limite de 3% de desvio positivo	Os lucros resultantes da venda da energia no mercado de curto prazo serão apropriados pelas empresas, e os prejuízos resultantes dessa mesma operação serão incorporados à tarifa dos consumidores;
Para desvios positivos superiores a 3%	Os lucros obtidos no mercado de curto prazo serão incorporados pela distribuidora, contudo, se houver prejuízos nessas operações, a empresa absorverá somente a parcela que exceder o limite de 3% de sobre-contratação.

Tabela 3.3 – Critérios para Liquidação das Diferenças no Curto Prazo

No caso de haver desvios negativos, ou seja, subcontratação do mercado cativo, a distribuidora poderá repassar os custos de aquisição de energia no mercado de curto prazo aos consumidores, porém o montante contratado será valorado pelo mínimo entre o PLD e o VR, além da aplicação de uma penalidade. A Tabela 3.4 apresenta os critérios adotados para a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

<p>Desvios Positivos (DP)</p>	<p>Se $DP \leq 3\%$ do montante contratado:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ O lucro será apropriado pela empresa ou ✓ A perda será repassada para o consumidor. <p>Se $DP > 3\%$ do montante contratado:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ O lucro será apropriado ou ✓ Em caso de perda: <p>Se a distribuidora não optou pela redução de 4% aa \Rightarrow perda</p> <p>Se optou:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ $DP >$ a redução anual de 4% \Rightarrow perda ✓ $DP \leq$ a redução anual de 4% \Rightarrow perda igual a zero
<p>Desvios Negativos (DN)</p>	<p>Se $PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Perda nula no curto prazo; ✓ Aplicação de penalidade; e ✓ A diferença entre VR e o mix de compra (MC) representa a perda de oportunidade de ganhos no caso de acerto na previsão de mercado. <p>Se $VR < PLD \leq PLD_{\max}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Perda no curto prazo; ✓ Aplicação de penalidade; e ✓ A diferença entre VR e o mix de compra (MC) representa a perda de oportunidade de ganhos no caso de acerto na previsão de mercado.

Tabela 3.4 – Resumo dos Critérios Adotados na Liquidação das Diferenças no Resumo Exemplificado das Novas Regras de Contratação Curto Prazo

3.5 Risco do marco regulatório

Segundo Geller (2003), a regulamentação pode ser adotada para aumentar os investimentos, a eficiência ou superar as barreiras à adoção de equipamentos de energia renovável ou sistemas de co-geração.

Ainda segundo o autor, experiências de políticas públicas passadas trazem uma série de lições como:

- As políticas públicas devem ser previsíveis e estáveis para reduzir o risco e a incerteza que os investidores, empresas e consumidores enfrentam. Mantê-las em vigor por mais de dez anos para que se possa garantir um desenvolvimento organizado do setor.
- Adotar acordos voluntários entre governo e setor privado.
- Fazer o planejamento integrado dos recursos energéticos e de transporte e uso de terra para direcionar os investimentos para opções que minimizem os custos sociais e ambientais.
- Aplicar regulamentos ou obrigações a uma adoção generalizada.
- O governo deve criar um ambiente de mercado em que os investidores e as empresas privadas possam inovar, competir e, finalmente, lucrar com seus investimentos.

Na análise do Novo Modelo, podemos destacar os seguintes riscos:

- O consumidor cativo, praticamente, arcará com todos os sobre custos descritos, como já tem ocorrido com os constantes e significativos aumentos de encargos setoriais. A única maneira de reagir seria aumentando a sua elasticidade, seja a própria ou cruzada. Instrumentos como “*Demand Side Bidding*”, modulação de carga face às condições de mercado, com respectiva exposição ao mercado de curto prazo, ficam inviabilizados com a obrigatoriedade da contratação plena. Com isto, o segundo ótimo fica ainda mais distante do primeiro.
- Observa-se um engessamento na oferta de energia hidrelétrica para o mercado livre, indo na contramão da liberalização potencial de um enorme mercado (consumidores de no mínimo 3 MW, conectados em tensão igual ou superior a 69kV). Sobrariam as centrais térmicas, reconhecidamente caras, e a geração distribuída; representada basicamente por PCH's e cogeração. Fica ainda uma série de questões a serem resolvidas, para incentivar essas fontes, como uma apropriada metodologia de custos que valorize a geração distribuída (embebida na rede de distribuição) quando responsável por redução de perdas, melhoria do perfil de tensão, aumento da confiabilidade e deslocamento de investimentos em rede.
- Promove a concentração de decisões no Poder Executivo e, por consequência, o enfraquecimento da ANEEL. Além disso, a EPE, a CCEE, o CMSE e o ONS serão dirigidos por pessoas indicadas pelo governo.

- As leis que regulamentam o Novo Modelo apresentam apenas uma nova estrutura do setor elétrico, deixando a maior parte das novas regras a cargo do MME, criou-se um ambiente de incertezas sobre a estabilidade regulatória a médio e longo prazo, o que poderá afetar o nível de investimento dos agentes privados no setor.
- As geradoras estarão expostas ao risco de inadimplência das distribuidoras, uma vez que várias empresas estão em situação financeira delicada, destacando-se as empresas federalizadas e as garantias oferecidas que podem não ser suficiente. Com a perspectiva de aumento do risco de crédito, os bancos tenderão a elevar os custos de financiamento, o que poderá inviabilizar a expansão do sistema elétrico.
- As distribuidoras também estarão sujeitas a riscos com as exigências sobre a previsão dos mercados com 5 anos de antecedência e contratação da energia necessária, seja esta energia existente, energia nova (com 5 ou 3 anos de antecedência) ou de ajustes (anualmente) via leilões públicos. Os contratos bilaterais firmados pelas empresas com PIE serão respeitados, assim como a obrigatoriedade da aquisição de parte da energia produzida por Itaipu. Assim, para minimizar o risco de penalização por erros de previsão, as distribuidoras tenderão a celebrar contratos de curta duração e, por isso, as geradoras já existentes estarão expostas às variações no mercado cativo das distribuidoras, sob risco de redução de receita.
- Como os preços resultantes desses leilões tenderão a ser diferentes, e os desvios entre o mercado previsto e o realizado serão liquidados no mercado de curto prazo, que é bastante volátil, a distribuidora deverá gerenciar o risco associado à contratação de energia para não prejudicar sua receita.

3.6 Considerações finais

A conclusão deste capítulo auxilia no atendimento de pelo menos dois objetivos explícitos da pesquisa apresentados no capítulo 1. Os textos apresentados buscam auxiliar futuras pesquisas sobre o setor elétrico sem uma base de consulta confiável e clara da organização do setor elétrico brasileiro. Buscou-se dar uma atenção especial ao setor elétrico brasileiro e ao novo modelo institucional aprovado pela lei Nº. 10.848/04, além da discussão sobre os riscos associados ao “novo modelo”.

Todo este conhecimento foi necessário para a próxima etapa da pesquisa, uma análise sobre os riscos associados à remuneração das distribuidoras no Brasil. Para tanto será necessária a apresentação do mecanismo de tarifação vigente, descrito no próximo capítulo, tema que apresenta um extenso campo para a pesquisa sobre riscos em uma distribuidora.

Entretanto, uma vez apresentado o processo tarifário, o objetivo se concentra em encontrar os componentes tarifários que poderiam ser projetados e ai sim construir as estratégias de *hedge*.

Capítulo 4 Regime tarifário para distribuidora de energia

“Administrar bem um negócio é administrar seu futuro; e administrar seu futuro é administrar informações” MARION HARPER JR..

4.1. Considerações iniciais

Ao longo da história do setor elétrico brasileiro as questões tarifárias, por um motivo ou outro, sempre estiveram presentes, quer seja pelo lado do consumidor, preocupado com os pagamentos de suas contas mensais, quer seja do lado das empresas concessionárias de energia elétrica, preocupadas com o fluxo de caixa, equilíbrio econômico financeiro e rentabilidade dos seus negócios.

Com a entrada de um novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro, o mercado vem buscando novas formas de analisar seus resultados no médio e longo prazo. Temos então o desafio de compreender o mecanismo de reajuste de tarifas e os riscos envolvidos no processo de remuneração, uma vez que estes influem na atratividade do negócio de distribuição.

4.2. Processo de remuneração das distribuidoras: Tarifa e Revisão tarifária

Antes de iniciar a discorrer sobre os componentes tarifários faz-se necessário o entendimento sobre o processo de remuneração das distribuidoras. Cabe ao Poder Concedente homologar um valor pela prestação de serviço público de energia elétrica, ou seja, homologa a tarifa que pode ser descrita como um documento registrado por uma entidade regulamentada junto a uma agência federal ou estadual. Ele relaciona os valores que a entidade regulamentada cobrará para fornecer o serviço a seus consumidores, bem como os prazos e condições que obedecerá ao fornecer o serviço (DUKE, 2004).

Segundo resolução da ANEEL (Nº. 281,1999), entende-se por tarifa o preço da unidade de energia elétrica e / ou da demanda de potência ativa. Serviços de água, telefonia e energia elétrica à medida que passaram a ser administrados pela iniciativa privada exigiam algum tipo de regulação e a remuneração dos ativos e investimentos passaram a ser controlada pelo governo ou por órgãos reguladores. O regulador define o nível de remuneração e os reajustes necessários para atender ao equilíbrio econômico financeiro das empresas do setor. No setor

elétrico brasileiro a tarifa assume a função de remunerar de maneira adequada os investimentos requeridos para a prestação dos serviços com os níveis de qualidade estipulados pelos clientes e órgãos reguladores (RODRIGUES, 2000). A equação 4.1 representa o que vem a ser o retorno esperado como a resultante das despesas operacionais, da depreciação, dos impostos e taxa de retorno pela base tarifária.

$$RR = E + D + T + (r * RB) \quad (4.1)$$

Onde:

E = Despesas operacionais (incluindo impostos, menos o de renda);

D = Despesa de depreciação;

T = Imposto de renda;

r = Taxa de retorno (porcentagem autorizada para a “concessionária”);

RB = Base tarifária (investimento líquido em instalações para servir os consumidores).

Segundo a ANEEL (2005), os consumidores de energia elétrica pagam, um valor correspondente a quantidade de energia elétrica consumida, no período (mês) anterior, estabelecida em kWh (quilowatt-hora) multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medida em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora), que corresponde ao preço de um quilowatt consumido em uma hora.

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência é medida em kW (quilowatt) e corresponde a média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à distribuidora no intervalo de tempo especificado, normalmente 15 minutos, e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em kWh (quilowatt-hora) ou em MWh (megawatt-hora) e corresponde ao valor acumulado do uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um determinado período de consumo, normalmente de 30 dias.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em R\$/kW (reais por quilowatt) e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em R\$/MWh (reais por megawatt-hora) e especificadas nas contas mensais do consumidor em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) .

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isto depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: grupo A e grupo B.

A tarifa além de atender aos objetivos já citados deve atender as necessidades de alocação eficiente dos recursos, de igualdade e justiça social, estabilidade nos preços e uso racional da energia elétrica (estrutura tarifária). A estrutura da tarifa por sua vez varia em função de critérios de demanda e consumo como: nível de tensão de fornecimento, classe de consumo, estação do ano, período do dia, entre outros.

A pesquisa de Rodrigues (2000), apresenta alguns critérios utilizados para a elaboração da tarifa, são eles:

- Tarifa pelo Custo de Serviços; composta basicamente por custo de operação, conservação de ativos e remuneração do capital.
- Tarifa pelo passivo; é obtida com base no Balanço de Resultados da empresa considerando os custos de exploração, administrativos, financeiros, rendimento de capital e pagamento de *royalties*. Itaipu binacional aplica esta sistemática para o cálculo da tarifa da potência.
- Tarifa pelo preço; tarifa estabelecida em função do preço apresentado na proposta vencedora de licitação. Caso dos leilões de energia e das linhas de transmissão.
- Tarifa pelo custo marginal; o nível tarifário igual á média dos custos marginais de fornecimento, calculadas a partir de custos incrementais associados à planos de expansão. Modo de apuração da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, TUSD.
- Tarifa integrada; obtida a partir das tarifas de referencias, a vantagem desta tarifa é que este considera aspectos teóricos (teoria econômica) e práticos (eficiência econômica).
- Tarifa nodal; a ANEEL através de resolução (Nº. 281/99 e N.º 117/04), estabeleceram as condições gerais de contratação do acesso uso e conexão do sistema de transmissão e distribuição, e a sistemática de apuração dos custos por utilização do sistema mediante a solução de modelo que otimiza a rede de mínimo custo que atendem as restrições dos nós do sistema. O cálculo da Tarifa de uso do sistema de transmissão, $TUST_{RB \text{ e } FR}$ utilizam o conceito nodal onde se cobra o usuário em função dos custos que este causa ao sistema em um ponto determinado.

Ainda sobre tarifa a ANEEL define tipos de tarifas, classificadas em tarifas horo-sazonais, caracterizadas por apresentarem preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica de acordo com as horas do dia (ponta e fora de ponta) e os períodos do ano (seco e úmido); que pode ser entendido como Modalidades Tarifárias.

Os tipos de tarifas reguladas pela ANEEL são as tarifas Azul e Verde. A tarifa Azul, caracteriza-se pela aplicação de preços diferenciados de demanda e consumo de energia

elétrica para os horários de ponta e fora de ponta e para os períodos seco e úmido, esta tarifa estimula a modulação das empresas. A tarifa Verde: caracteriza-se pela aplicação de um preço único de demanda, independente de horário e período e preços diferenciados de consumo, de acordo com as horas do dia e períodos do ano. Esta diferenciação tem origem no modelo francês e incentiva a algumas classes de consumo a modular o consumo de energia otimizando os investimentos em geração e transmissão.

Uma vez apresentado o conceito de tarifa é oportuna a conceituação de reajuste tarifário, que segundo Rodrigues (2000), existem duas abordagens básicas para a realização, taxa de retorno e preço máximo. Na regulamentação vigente as alterações na tarifa podem ocorrer por meio de três processos: o Reajuste Periódico (anual), para reposição inflacionária; a Revisão Periódica por iniciativa do Poder Concedente, com prazo definido no contrato de concessão de cada distribuidora (em média a cada 4 anos), para nova fixação de tarifas e recuperação do ganho de produtividade (fator X); e Revisão Eventual ou Extraordinária solicitada pela concessionária, para recomposição das tarifas após impacto significativo em seus custos a fim de manter o equilíbrio econômico financeiro da concessão.

Os contratos de concessão prevêem que as tarifas serão reajustadas por um índice de reajuste tarifário, no caso o IRT que é uma média ponderada entre o IGPM e o índice de variação real dos custos não gerenciáveis (RGR, CCC, CDE, Compensação financeira, Energia, Itaipu, etc.) pela receita permitida; portanto o IRT corresponde à soma de duas parcelas A e B, respectivamente custos externos não gerenciáveis e custos internos gerenciáveis descontado o fator X de recuperação do ganho de produtividade. A equação 4.2 apresenta a fórmula para o cálculo do reajuste tarifário.

$$IRT = \frac{VPA + VPB * (IVI \pm x)}{RA} \quad (4.2)$$

Onde:

RA = Receita anual, excluído tributos, considerando-se as tarifas vigentes na data de Referência Anterior e “Mercado de Referência¹” - composto pela venda física (firme) realizada pelo concessionário no período de referência (12 meses).

¹ Mercado de referência quantidade de energia e demanda faturada, nos últimos 12 anteriores ao reajuste tarifário.

VPA = Parcela da receita correspondente aos custos não gerenciáveis (CCC, RGR, CF, TFSEE, Encargos pelo uso da rede básica, Energia, Itaipu, Transporte de conexão do sistema).

VPB = Valor remanescente da receita concessionária após dedução da parcela A, depende da eficácia de gestão empresarial (São eles: Pessoal, Materiais, Serviços terceirizados, Outras despesas e remuneração).

IVI = Índice de reajuste do mercado obtido pela divisão do índice da Fundação Getúlio Vargas IGP-M – indexador dos custos gerenciáveis ou índice que vier a substituí-lo, do mês anterior ao do reajuste em processamento e do mês anterior ao último reajuste.

X = É um número índice definido pelo Poder Concedente, no processo de revisão tarifária².

Com base na fórmula 4.2 considera-se que a parcela A da tarifa corresponde aos riscos não gerenciáveis, já a parcela B e o fator X são variáveis do que interferem no âmbito próprio da distribuição, sendo desdobramentos de uma regulamentação específica que varia em função da performance de cada distribuidora, informações não disponíveis ao pesquisador. Assim, a CVA que tem todos seus valores publicados por resolução ANEEL passa a ser uma excelente fonte para análises acadêmicas, pois as variáveis são públicas e passíveis de análise.

Uma vez conhecido o desenho tarifário vigente, o pesquisador optou por analisar os itens da parcela A da tarifa de fornecimento de energia elétrica, visto que os itens da parcela B não são de domínio público. E mesmo que obtidos não poderiam ser reproduzidos sem a utilização de uma constante, pois estes valores são estratégicos para uma distribuidora de energia elétrica. Além disso os itens da parcela A têm apresentado um acréscimo significativo nos últimos anos o que despertou o interesse do pesquisador.

4.3. Conta de Compensação de Variação Valores de itens da parcela A - CVA

No início do século passado os contratos de concessão já previam a necessidade de um reajuste anual. Desde então muitas foram as alterações sobre o processo de reajuste tarifário, mas foi em 14 de Janeiro de 2002 com a portaria interministerial nº.25 que o MME e o

² No caso a este índice é definido pela ANEEL no processo de revisão tarifária que ocorre com periodicidade previamente definida no contrato de concessão, tem como objetivo recuperar parte do ganho de produtividade.

Ministério da Fazenda criaram para efeito de cálculo de reajuste da tarifa de energia elétrica a CVA, uma resposta a reivindicação das distribuidoras. Em síntese, o mecanismo CVA apura as variações ocorridas no período (de 12 meses) dos valores “referência” do último reajuste/revisão e a diferença registrada é corrigida a SELIC em duas etapas para o reajuste tarifário subsequente. A primeira leva os valores apurados até o 5.º dia útil anterior à data de reajuste em processamento utilizando a taxa SELIC do período. Na segunda etapa, utiliza-se uma projeção da taxa para os próximos doze meses quando as diferenças serão recuperadas. O mecanismo criado sofreu forte influência de uma economia inflacionária, tendo na verdade o princípio de um indexador para os itens não gerenciáveis pelas distribuidoras (parcela A). Segundo a portaria N.º 361/04 os itens que devem ser monitorados para efeito de reajuste são:

- Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional,
- Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional,
- Quota de recolhimento a Quota de Consumo de Combustíveis – CCC,
- Quota de recolhimento a Quota de Desenvolvimento Energético – CDE,
- Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básicas – TUST_{RB},
- Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos,
- Encargos de serviços de sistema – ESS,
- Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo as fontes alternativas de Energia Elétrica – Proinfa,
- Custos de aquisição de energia elétrica.

É importante destacar que os itens de custo da “Parcela A” previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica passam a ter reajuste na mesma data do reajuste tarifário; energia dos contratos iniciais, RGR - quota de reserva global de reversão, taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE, Encargos de conexão e encargos do uso do sistema de distribuição (PORTARIA INTERMINISTERIAL nº 361, 2004), como não são elementos do mecanismo de reajuste (CVA), não serão contemplados nesta pesquisa.

Componentes da CVA

Como já apresentado a CVA é composta por 9 variáveis, a seguir encontra-se detalhada cada uma das variáveis. A descrição de cada variável conta com a origem dos itens tarifários, um breve histórico, a equação matemática necessária para a contabilização do item.

Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional

Conforme a Lei nº. 5.899, de 5 de julho de 1973, atendendo o Tratado de 26 de Abril de 1973 entre a república do Brasil e a república do Paraguai, fica regulamentado que as subsidiárias e as empresas concessionárias listadas no anexo C (as então distribuidoras que atuavam no sistema interligado, representadas na tabela 4.1) são responsáveis pela aquisição de 100% da energia produzida da parte brasileira de Itaipu, além da aquisição da parcela do Paraguai não consumida.

:: AES-SUL	:: CEMIG	:: ENERSUL
:: AES-TIETÊ G	:: CERJ(AMPLA)	:: ESCELSA
:: CEB	:: CESP	:: FURNAS G
:: CEEE	:: COPEL DISTRIBUIÇÃO	:: LIGHT
:: CELESC	:: CPFL PAULISTA	:: PIRATININGA
:: CELG	:: DUKE PARANAPANEMA G	:: RGE
:: CELTINS	:: ELEKTRO	
:: CEMAT	:: ELETROPAULO	

Fonte : CCEE

Tabela 4.1- Cotistas de Itaipu

A usina possui 18 unidades geradoras, com capacidade de 12.600MW, sendo que duas novas máquinas devem entrar em operação até o final de 2006, elevando a capacidade instalada para 14.000MW. A ELETROBRÁS é responsável pelo repasse de toda a energia aos cotistas utilizando o sistema de transmissão de FURNAS. Cabe à ANEEL estabelecer anualmente o valor da potência contratada e o montante correspondente a cada concessionária de distribuição mantendo uma relação com o mercado de energia da mesma. Sobre o mercado utilizado existe a necessidade de uma atualização, já que a ANEEL vem trabalhando com base no mercado de 1992, mas tal atualização deve ser refletida em uma maior flexibilidade na contratação de energia sujeita a repasse. A resolução N°491, de 20 de novembro de 2001, estabelece os procedimentos e critérios para o repasse as tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações no valor dos custos de repasse da potência oriunda de Itaipu Binacional, ocorridas entre os reajustes anuais, ou seja, a CVA_{EI}.

A fórmula 4.3 representa o cálculo da contribuição da potência de Itaipu a CVA, também conhecida por CVA_{EI}, conforme apresentado na Resolução ANEEL.

$$CVA_{EI} = \sum_{i=1}^n (QuotaParte / 3) * (TEL_i - TEL_r) * SELIC_{aci} \quad (4.3)$$

Onde:

Quota parte = quota parte de Itaipu Binacional do período i (leia-se mês), pois o pagamento da potência do mês i é dividido em 3 partes com vencimentos no dia 10, 20 do mês seguinte ao consumo e a terceira parcela no 5.º dia do mês seguinte³.

TEL_i = Tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional, expressa em reais, na data de pagamento, mas a cotação do dólar utilizada deve ser a do dia anterior.

TEL_r = Tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional, expressa em reais, considerada no último reajuste tarifário, lembrando que esta varia para cada distribuidora em função da data base de reajuste/revisão (data esta determinada em função do dia de assinatura do contrato de concessão. Na simulação desenvolvida este valor foi estipulado com base nos valores das distribuidoras que tiveram reajuste em data próxima a julho de 2005).

n = Número de pagamentos da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional;

SELIC_{aci} = Taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4.

Ainda sobre esta variável lembramos que o valor contemplado na tarifa apresenta um *gap* médio de dois meses em relação a data do reajuste, em razão do processo de contabilização e de reajuste.

$$SELIC_{aci} = \prod_{j=1}^{j=k} (1 + SELIC_j) \quad (4.4)$$

Onde:

SELIC_j = Taxa de juros SELIC, expressa ao dia, divulgada pelo Banco Central do Brasil no dia útil j;

³ As datas de vencimento das faturas de Itaipu permitem uma gestão de fluxo de caixa que por si só já seriam dignos de uma pesquisa criteriosa, mas não serão contempladas nesta, ficando como sugestão para trabalhos futuros.

K = número de dias úteis entre a data do reajuste o último reajuste ocorrido.

Antes de continuar a descrição das componentes da CVA no modelo faz-se necessária a diferenciação entre o SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), e taxa SELIC. O primeiro foi criado em 1979, destina-se ao registro de títulos e de depósitos interfinanceiros por meio de equipamento eletrônico de tele-processamento, em contas gráficas abertas em nome de seus participantes, bem como ao processamento, utilizando-se o mesmo mecanismo, de operações de movimentação, resgate, ofertas públicas e respectivas liquidações financeiras (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2004). É um sistema informatizado que se destina à custódia de títulos escriturais de emissão do Tesouro Nacional e do Banco Central, bem como ao registro e à liquidação de operações com os referidos títulos. A administração do SELIC e de seus módulos complementares é de competência exclusiva do Departamento de Operações do Mercado Aberto (Demab) do Banco Central do Brasil.

Já a taxa SELIC é a taxa média de juros dos financiamentos diários com lastro em títulos federais, apurados pelo sistema de liquidação diária dos títulos públicos, o SELIC. Quando o Banco Central capta recursos com um banco comercial, ele está financiando a dívida pública vendendo títulos públicos que serão remunerados a taxa SELIC.

A taxa SELIC é fixada em reuniões do Comitê de Política Monetária (COPOM), com base em equações algébricas que levam em conta alguns objetivos macroeconômicos: meta inflacionária, câmbio, hiato de produção (diferença do PIB em potencial e PIB real em uma economia) etc. Quando a inflação dá sinais de que vai aumentar, podendo ultrapassar a meta anual fixada, o COPOM eleva a taxa, desaquecendo assim a economia (elevando o custo do capital), o que reduz o acesso ao crédito e a demanda por produtos e serviços. A taxa SELIC tem vital importância na economia, pois as taxas de juros cobradas pelo mercado são balizadas pela mesma. Assim, se a taxa anual SELIC está em 17% e a inflação do mesmo período é de 5%, a taxa de juro real anual é de 12%.

A metodologia usada no cálculo da taxa SELIC pode ser encontrada nas normas publicadas pelo Banco Central. As séries da taxa são divulgadas em base mensal (a valor *overnight* acumulado e a valor mensal) para os dados do ano atual e anterior, e em base anual para os três anos anteriores. Conforme apresentado na Tabela 4.2.

Data	Taxa anual	Taxa*	Fator Diário	Fator Acumulado
2/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,0006922
3/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,001384879
4/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,002078038
7/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,002771676
8/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,003465795
9/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,004160394
10/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,004855474
11/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,005551035
14/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,006247077
15/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,006943601
16/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,007640608
17/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,008338096
18/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,009036068
21/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,009734523
22/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,010433461
23/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,011132883
24/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,011832789
25/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,01253318
28/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,013234055
29/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,013935416
30/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,014637262
31/1/2002	19,05	19,05	1,0006922	1,015339594

Fonte: Banco Central

Tabela 4.2 – Taxa SELIC

Os dados abrangem os títulos do governo federal de curto, médio, e longo prazo emitidos pelo Tesouro ou pelo Banco Central, negociados e registrados no SELIC.

A taxa SELIC é dada pela média diária ponderada pelo volume das operações, de acordo com a fórmula 4.5:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n VE_i \cdot DI_i}{\sum_{i=1}^n VE_i} \quad (4.5)$$

Onde:

μ = taxa média apurada;

DI_i = Taxa da i -ésima operação;

VE_i = Valor de emissão da i -ésima operação;

n = número de operações na amostra.

Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional

Uma vez definida a potência proveniente de Itaipu Binacional, conforme estabelecido a Lei nº. 5.899 e publicado o valor da tarifa de transporte pode-se seguir os procedimentos e critérios definidos na resolução nº. 493 de 20 de novembro de 2001, para o cálculo da CVA_{TI} - conta de variação de valores da tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional. A fórmula 4.3 representa o cálculo. Fica também estabelecido que a ANEEL através de resolução determina o valor da tarifa por MW em moeda local.

$$CVA_{TI} = \sum_{i=1}^n Demanda_i * (TI_i - TI_r) * SELIC_{aci} \quad (4.6)$$

Onde:

$Demanda_i$ = Demanda de potência contratada no período i considerada na determinação do índice de reajuste tarifário anual.

TI_i = Tarifa de transporte de energia proveniente de Itaipu Binacional na data de pagamento;

TI_r = Tarifa de transporte de energia proveniente de Itaipu Binacional na data do último reajuste tarifário,

n = Número de pagamentos da tarifa de transporte de energia proveniente de Itaipu Binacional;

$SELIC_{aci}$ = Taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC.

Quota de recolhimento a Quota de Consumo de Combustíveis – CCC

Conta de Consumo de Combustíveis, encargo referente ao rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis está previsto na Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, e tem a finalidade de reduzir a tarifa paga pelos consumidores que utilizam energia produzida por usinas termelétricas movidas a óleo diesel ou óleo combustível, ou carvão. Este encargo é tido como um subsídio a ineficiência sem qualquer comprometimento com o meio ambiente.

Em função de reestruturações no setor elétrico e da extinção de colegiados, os critérios para a aplicação desse rateio foi alterado pelo art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que

previu a redução progressiva na distribuição do benefício para as usinas conectadas ao sistema elétrico interligado, de forma que fossem reduzidos a partir de 2003. A possibilidade de redução tarifária para o consumidor final foi capturada em parte pelos efeitos da lei 10.438 de 2002 para as usinas térmicas dos sistemas isolados, por um prazo de 20 anos, sendo recolhida via CDE com data de vigência até 2018.

A CVA_{CCC} entre os encargos tem chamado a atenção da mídia, pois nos últimos 5 anos os valores deste encargo apresentaram um incremento de 264,1% o que não acompanha o aumento do óleo diesel e óleo combustível no mesmo período, o assunto é tão polêmico que o TCU – Tribunal de contas da União está analisando a contabilização deste encargo. Embora no relatório final publicado as recomendações tenham deixado a desejar.

O gerenciamento da CCC é de competência da Eletrobrás, que definiu que a conta será desdobrada, para fins de melhor controle, em três sub-contas distintas, que constituirão as reservas financeiras para cobertura do custo a que alude o art. 2º, da resolução nº. 350 de 22 de dezembro de 1999, sendo estas nomeadas e caracterizadas como:

I – CCC do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC-S/SE/CO): destinada a cobrir o custo de combustíveis fósseis da geração térmica, indicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, e terá como contribuintes todas as concessionárias que atendam a consumidores finais e cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este Sistema Interligado;

II – CCC do Sistema Interligado Norte/Nordeste (CCC-N/NE): destinada a cobrir o custo de combustíveis fósseis da geração térmica, indicado pelo ONS, e terá como contribuintes todas as concessionárias que atendam a consumidores finais e cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este Sistema Interligado;

e

III - CCC dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL): destinada a cobrir o custo de combustíveis da geração térmica, indicado pelo Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, e terá como contribuintes todas as concessionárias do País que atendam a consumidores finais.

Ainda segundo a resolução nº. 350/99, fica definido que serão utilizados os resultados provenientes Planejamento da Operação Energética de médio prazo no cálculo do custo da geração térmica.

O cálculo da CCC fica sob a responsabilidade do ONS e da ELETROBRÁS, atendendo as previsões do Plano Anual de Combustíveis do Sistema Interligado e dos Sistemas Isolados, e

geração de térmica prevista. Mas cabe à ANEEL o poder de homologar os valores que devem ser divulgados mensalmente através de resolução ou despacho.

A resolução n.º 492 de 2001 estabelece os procedimentos e critérios para o repasse as tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações da quota de recolhimento da CCC, representados na fórmula 4.7:

$$CVA_{CCC} = \sum_{i=1}^n (CCC_i - (CCC_r/12)) * SELIC_{aci} \quad (4.7)$$

Onde:

CCC_i = valor da quota mensal de recolhimento a CCC na data de pagamento

CCC_r = Valor da quota de recolhimento á CCC fixado na data do último reajuste tarifário anual.

n = número de pagamento da quota de recolhimento a CCC

$SELIC_{aci}$ = Taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC.

Quota de recolhimento a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE criada pela lei 10.438 de 2002, tem como objetivo promover o desenvolvimento energético dos estados, trazer competitividade a energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização de serviços de energia elétrica em todo o território nacional.

A CDE terá a duração de 25 (vinte e cinco) anos, será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobrás, a conta movimenta recursos provenientes de:

- I. Pagamentos anuais de uso de bens públicos,
- II. Pagamento de multas aplicadas pela ANEEL,
- III. Pagamento de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final.

Com a criação da CDE, parte dos valores que deixarem de ser recolhidos em nome da CCC do sistema interligado passarão a ser recolhidos em nome da CDE, eliminando, portanto, a possibilidade de redução do preço final ao consumidor.

De acordo com o § 2º do art. 13 da Lei nº 10.438, as quotas a serem recolhidas para a CDE terão valor idêntico àquelas estipuladas para o ano de 2001 para a CCC e deduzidas em 2003, 2004 e 2005, dos valores a serem recolhidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas, situadas nas regiões atendidas pelos sistemas elétricos interligados.

O decreto nº 4.541 garante que o reajuste da tarifa será anual e deve manter a mesma participação percentual global em relação a Receita Nacional de Fornecimento aos Consumidores Finais dos Sistemas Elétrico Interligados observadas em 2001.

Os recursos de CDE são regulados pela ANEEL, mas o recolhimento é gerenciado pela Eletrobrás. Para efeito de contabilização da conta CVA_{CDE} deve-se utilizar a fórmula 4.8.

$$CVA_{CDE} = \sum_{i=1}^n (CDE_i - (CDE_r/12)) * SELIC_{aci} \quad (4.8)$$

Onde:

CDE_i = valor da quota mensal de recolhimento á CDE na data de pagamento

CDE_r = Valor da quota de recolhimento á CDE fixado na data do último reajuste tarifário anual.

n = número de pagamento da quota de recolhimento á CDE

$SELIC_{aci}$ = Taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC.

O art. 6º da resolução 184/03 trata da inclusão da remuneração no cálculo de reajuste tarifário anual será realizado com a aplicação da fórmula 4.9:

$$PAR = \frac{CVAI_{CDE}}{RAI} \quad (4.9)$$

Onde:

PAR = Percentual adicional ao reajuste tarifário para cobertura do saldo não compensado da CVA_{CED} ;

RAI = receita de referência da concessionária atualizada pelo índice de reajuste anual – IRT;

$$CVAI_{CDE} = 12 * R$$

$$R = CVA_{CDE} * TRF / 1 - (1 + TRF)^{-12}$$

CVA CDE = Saldo da CVACDE a ser Compensado nos 12 meses subsequentes ao reajuste tarifário anual

TRF = Taxa mensal de remuneração financeira que será dada pela menor taxa obtida na compensação entre a taxa média ajustada nos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC para títulos federais, referente a 30 dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósito interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias para o Prazo de 12 meses.

Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básicas – TUST_{RB}

Com a edição da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a desverticalização das empresas de energia começava a tornar-se uma realidade. A lei detalha quais os critérios e as atividades para a desverticalização, com isso o processo de remuneração das empresas de energia era alterado para atender as especificidades de cada uma das atividades (geração, transmissão e distribuição). As transmissoras passaram a ser remunerada pela receita anual permitida (RAP), esta receita é a garantia que a transmissora possui de que seu negócio tem um futuro garantido. Na apuração dos valores referentes ao uso do sistema de transmissão como já explicado as tarifas de transmissão no Brasil faz uso da metodologia nodal, ou seja, cada agente paga o custo que impinge ao SIN em cada um dos pontos de conexão do agente com a rede de transmissão. Mas antes de maiores explicações sobre o cálculo da CVA_{RB} é importante detalhar o que vem a ser a rede básica, este é um parâmetro criado onde se classifica o equipamento de transmissão em função do nível de tensão. Caso a linha e equipamento de transmissão seja operada em tensão maior ou igual a 230 kV é tido como Rede básica, se menor que 230kV classifica como DIT's (Demais Instalação de Transmissão). Na cobrança pelo uso dos ativos de transmissão temos ainda que os ativos de RB são rateados por todos os usuários indistintamente. O assunto é tão polêmico que nos últimos 3 anos duas audiências públicas foram realizadas para aprimorar a regulamentação vigente. Atualmente a

tarifa de uso do sistema de transmissão para todo o SIN tem sua metodologia detalhada na RES 281/99.

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 66, estabeleceu que cabe ao Ministério de Minas e Energia a definição de metodologia locacional para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST, visando a sua estabilidade.

Os valores da TUST_{RB} são publicados por meio de Resolução da ANEEL sempre no mês de Junho, como pode ser observado na tabela 4.3 os valores para cada umas das concessionárias para cada uma das barras do sistema.

Concessionária	Nº da barra	Valor
AES-Sul SP	1186	2,254
	1258	3,349
	1257	3,361
	2068	3,375
	1198	3,341
	1190	3,346
	9284	3,318
	1216	3,335
	1220	3,336
	1218	3,404
	1230	2,315
	1225	2,448
	1204	3,354
	1266	3,835
	1286	3,203
	1256	3,584
	1278	3,397
	1254	2,483
2086	3,492	
901	3,453	
1296	2,094	
1299	3,414	
Média da cons		3,1587
Valor a recolher		6,8147

Tabela 4.3 – Tarifa TUST RES 307/03

A tabela 4.3 exemplifica a complexidade em apurar o custo para uma única concessionária. Para a apuração do valor pago fazem-se necessárias informações dos fluxos de energia em cada uma das barras, além dos dados de planejamento de rede.

Apesar do exposto a presente pesquisa se propõe a descrever em detalhes a CVA e suas variáveis, sendo assim a equação 4.10 apresenta a representação matemática da TUST_{RB}.

$$CVA_{RB} = \sum_{i=1}^n Demanda_i (RB_i - RB_r) * SELIC_{aci} \quad (4.10)$$

Onde:

RB_i = tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica na data de pagamento;

RB_r = tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica na data do último reajuste tarifário anual;

n = número de pagamentos da tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica;

$Demanda_i$ = demanda de potência contratada no período i , considerada na determinação do índice de reajuste tarifário anual;

$SELIC_{aci}$ = Taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC.

Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para Fins de Geração de Energia Elétrica é um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagavam pela utilização de recursos hídricos, foi instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

O valor referente à Compensação Financeira era repassado pelo gerador à distribuidora que, por sua vez, repassa ao consumidor. Os procedimentos para definição dos valores a serem repassados ao consumidor foram definidos no Decreto nº. 3.739, de 31 de janeiro de 2001, que estabeleceu a Tarifa Atualizada de Referência - TAR a ser calculada pela ANEEL.

Conforme estabelecido na Lei nº. 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis nº. 9.433/97, 9.984/00 e 9.993/00, são destinados 45% dos recursos da compensação financeira aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHE's, enquanto que os Estados têm direitos a outros 45%, a União fica com 10% restantes. Fica estabelecido que as geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), são dispensadas do pagamento do encargo.

As concessionárias pagavam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira. O total a ser pago é calculado segundo a fórmula 4.11 da Resolução ANEEL n.º 495/01:

$$CVA_{CF} = \sum_{i=1}^n Geração_i * 6,75\% * (TAR_i - TAR_r) * SELIC_{aci} \quad (4.11)$$

Onde:

TAR_i = Tarifa atualizada de referência na data de pagamento, que tem seu valor definido por Resolução Homologatória da ANEEL.

TAR_r = Tarifa atualizada de referência na data do último reajuste tarifário anual, idem anterior.

n = número de pagamento da CFURH (compensação financeira por utilização de recursos hídricos).

$Geração_i$ = energia gerada por centrais hidroelétricas no período, calculado com base na energia gerada considerada na determinação do índice de reajuste tarifário anual.

$SELIC_{aci}$ = Taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC.

Encargos de serviços de sistema – ESS

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são os valores destinados à recuperação dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo e que não estão incluídos no PLD (Preço de liquidação das Diferenças). A recuperação dos custos dos serviços do sistema é efetuada por sub-mercado e pago por todos os agentes de consumo do CCEE pelo consumo medido correspondente, contratado ou não no sub-mercado onde está localizado o seu consumo.

Até o momento os valores de Encargos de Serviço do Sistema- ESS consideram apenas os custos de restrições de operação do sistema elétrico e as receitas obtidas da aplicação de penalidades referentes a entrega dos dados de medição pelos agentes. Os custos de restrições de operação corresponde ao ressarcimento efetuado para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um sub-mercado, por exemplo restrição de transmissão. Os custos totais decorrentes dessas restrições são determinados pela

soma dos pagamentos aos geradores que atenderam ao consumo e os que deixaram de gerar. Já as receitas advindas da aplicação de penalidades são valores obtidos com a aplicação das penalidades aos Agentes do CCEE serão deduzidos dos Encargos de Serviços do Sistema pagos pelos Agentes de consumo.

Para efeito de CVA o ESS é o único encargo que não está contemplado na tarifa das distribuidoras, mas conforme acordado com a assinatura dos aditivos aos contratos de concessão as distribuidoras poderão no próximo ciclo tarifário (2006/2007) contemplá-los nas tarifas. Ou seja no período tarifário proposto, Dez/05 a Nov/06, a apuração de ESS para repasse no reajuste já adotará as mudanças propostas na RES 173/05. A fórmula 4.12 que apura a somatória dos deltas pagos de ESS. A mudança introduzida soluciona o problema causado pela possibilidade de sobre cobrança que prevista na RES 89/02:

$$CVA_{ESS} = \sum_{i=1}^n (ESS_i - (ESS_{prev}/12) * SELIC_{aci}) \quad (4.12)$$

Onde:

CVA_{ESS} = saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Encargo dos Serviços de Sistema a ser compensado nos 12 meses subseqüentes ao reajuste tarifário anual;

n = número de pagamentos do Encargo dos Serviços de Sistema;

ESS_i = valor do Encargo dos Serviços de Sistema pago na data do pagamento i , no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;

ESS_{prev} = valor do Encargo dos Serviços do Sistema considerado, a título de previsão, na formação da tarifa de energia – TE;

$SELIC_{aci}$ = taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC.

Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo as fontes alternativas de Energia Elétrica – Proinfa

Segundo o caput do art. 3 da lei nº.10.438/02 fica instituído o Proinfa, que visa aumentar a participação de produtores independentes na produção de energia elétrica e o desenvolvimento de fontes alternativas na matriz energética brasileira ao patamar de 10% do

consumo anual de energia elétrica no país. Para tanto foi utilizado mecanismo legal dividido em duas etapas; a primeira etapa objetiva ativar 3.300 MW de capacidade das fontes eólica, biomassa e pequenas centrais elétricas (PCH) com previsão inicial de entrada em operação até 30 de dezembro de 2006, prorrogada para 30 de dezembro de 2008 (Portaria n.º 452/05). Atingida a meta de 3.300 MW tem início a segunda etapa como horizonte de 20 anos, período qual o Proinfa deve atingir os 10% do mercado no sistema interligado (SIN). As leis n.º.10.438 e 10.762 estabelecem que a Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- garantirá a compra da energia gerada que será repassada ao SIN em função do consumo verificado no mercado de cada distribuidora, o cálculo fica a encargo da ANEEL. O valor da quota, portanto é o resultado da participação de cada uma das fontes pelo valor econômico correspondente a ser estabelecido pelo MME, pelo distribuído em função do mercado de cada distribuidora. Lembrando que o piso deste valor por fonte fica estabelecido no caso da energia eólica a 90% da tarifa média de fornecimento ao consumidor, 70% caso PCH e 50% no caso de biomassa.

$$CVA_{\text{pro}} = \sum_{i=1}^n (Pro_i - (Pro_R/12) * SELIC_{aci}) \quad (4.12)$$

Onde:

Pro_i = valor pago da quota mensal de custeio do PROINFA, na data de pagamento;

Pro_R = valor da quota anual de custeio do PROINFA, considerado na data do último reajuste tarifário anual;

n = número de pagamentos da quota de custeio referente à Conta PROINFA;

$SELIC_{aci}$ = taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC.

A Resolução Normativa n.º 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para rateio do custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, bem como para a definição das respectivas cotas de energia elétrica; que foram definidas pela resolução homologatória 250/05, ficando fixado o valor de R\$ 345.602.528,98.

Custos de aquisição de energia elétrica

O custo de aquisição de energia elétrica pode ser entendido como o valor desembolsado pela distribuidora para obter toda a energia elétrica demandada na sua área de concessão.

No decorrer do ano 2005 as concessionárias que firmaram o termo aditivo aos contratos de concessão alteraram a metodologia de cálculo adotada no repasse, às tarifas de fornecimento, dos custos associados à compra de energia. Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à lei 10.848/2004, será adotado o preço de repasse de cada contrato vigente na data do reajuste em processamento; para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a lei 10.848/2004, será adotado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica referentes aos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), aos leilões de ajuste e aos empreendimentos de geração distribuída, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento. Em virtude do disposto no § 4º do art. 1º da Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, que se assegurou o direito à neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, via Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica - CVA_{ENERG} , apenas para as concessionárias de distribuição com os contratos aditivos assinados.

Segundo a REN 153/05 a CVA energia se aplica as distribuidoras que assinaram contrato aditivo e tiveram valores praticados na aquisição de energia e não considerados no último reajuste tarifário. A equação 4.13 representa algebricamente tal direto de repasse.

$$CVA_{Ener} = \sum_{i=1}^n ((MWh * \Delta Preço) * SELIC_{aci}) \quad (4.13)$$

Onde:

MWh = Montante de energia elétrica constante da fatura mensal paga com a aquisição de energia elétrica para cada contrato;

$\Delta Preço$ = (Preço Praticado) - (Preço Considerado no Reajuste);

n = número de pagamentos mensais (faturas) com a aquisição de energia elétrica para cada contrato;

$SELIC_{aci}$ = taxa de juros SELIC diferença acumulada entre o dia de reajuste e o trigésimo dia anterior ao último reajuste anual, que pode ser calculado pela fórmula 4.4 SELIC

Ainda sobre a aquisição de energia a fonte de risco que está em negociação da regulamentação do mecanismo compensação de sobras e déficits (MCSD), prevista para o ano de 2006. Ponto que merece a atenção das partes interessadas.

4.4. Considerações Finais

Em uma breve análise sobre o setor elétrico brasileiro alguns pontos chamam a atenção; como o elevado preço da energia no Brasil se comparado o custo com Canadá e Noruega, países que possuem matriz energética semelhante - base hídrica; uma concentração da carga tributária sobre as distribuidoras (83% ou seja, 33% dos valores pagos pelos consumidores, são recolhidos pelo segmento de distribuição).

Embora o processo tarifário segregue os custos em gerenciáveis e não gerenciáveis existem infinitas ações que as distribuidoras podem realizar a fim de proteger seu consumidor de incremento de tarifa.

Dada as características do regime tarifário vigente optou-se por aplicar ferramenta de projeção nos itens não gerenciáveis visto a maior facilidade na obtenção das séries históricas e na manipulação dos dados. A fim de evitar personalismos e simplificar futuras replicações optou-se também por trabalhar com os valores do sistema interligado (SIN) e uma vez apurado prováveis valores de desembolso buscou-se traçar possíveis estratégias de *hedge*.

Capítulo 5 - Análise dos componentes da CVA

“A realidade é como é, não como desejamos que ela fosse” MAQUIAVEL, Século XV.

5.1. Considerações iniciais

Marcado por investimentos de longa maturação o setor elétrico, possui inúmeras fontes geradoras de risco. Historicamente o setor apresenta movimentos pendulares, nos quais o comprometimento com a sustentabilidade econômica dos agentes é questão recorrente, este movimento acaba por comprometer o fluxo de recursos e na atratividade para novos investimentos.

Com a entrada de um novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro, o mercado vem buscando novas formas de analisar seus resultados no médio e longo prazo. Temos então o desafio de, uma vez compreendido o processo de elaboração de tarifas e os riscos envolvidos, projetar os valores dos componentes tarifários da conta gráfica CVA e traçar quando possível uma estratégia de hedge.

5.2. Pontos relevantes na aplicação do modelo de previsão

A pesquisa enfrentou uma série de dificuldades na construção do modelo para análise, das quais destacam-se:

- Dada as características da tarifa de energia elétrica já apresentadas no capítulo anterior, o pesquisador teve de optar por prever apenas os valores da parcela A, visto que estes são públicos, o que não ocorre com os componentes da parcela B.
- Quanto à base de dados, não existe uma base única de fácil acesso dos itens não gerenciáveis da tarifa de energia; para consolidar as séries históricas foram necessárias inúmeras pesquisas em vários *sites*.
- Uma vez que a configuração dos encargos da CVA se alterou nos últimos 4 anos é necessário que os resultados obtidos sejam analisados considerando este fato.
- Embora alguns componentes da CVA não sejam aplicáveis a todas as distribuidoras de energia elétrica, para melhor perceber as dimensões da CVA

(encargos) e atender a necessidade de imparcialidade da pesquisa, optou-se por trabalhar com valores do SIN como a única distribuidora.

- Na escolha das ferramentas de trabalho, buscou-se sempre que possível trabalhar com ferramentas de fácil acesso e manuseio; na escolha da melhor ferramenta de projeção dos componentes optou-se pelo *Crystal Ball* na versão *Student*; por ser amigável e de fácil acesso, tanto para o meio acadêmico como para o empresarial.
- Na análise da evolução da CVA optou-se por apurar a CVA, trabalhando a tendência e verificando os possíveis impactos financeiros (desembolso). Com base nesta análise foram propostas ações ou ferramentas para mitigação dos riscos detectados. Uma vez que a projeção de alguns componentes da CVA (para um ano tarifário), não atendeu as expectativas, devido ao nível de aderência da ferramenta, optou-se quando possível por análises conceituais dispensando o cálculo do componente em questão.

Para melhor registro da pesquisa, a descrição de cada componente da CVA descrita no item 4.3, deve ser base de consulta para análise do presente capítulo, que apresenta a origem dos dados manipulados, o tratamento dado a cada uma das variáveis na construção do modelo de previsão, assim como os resultados projetados e as estratégias de *hedge*. O modelo foi construído baseado na regulação vigente¹, os valores das cotas (encargos) foram retirados da regulamentação, dos agentes responsáveis (fonte: ONS, CCEE e ANEEL) e os dados econômicos foram obtidos nos sites do Banco Central, da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As bases de dados históricos foram deflacionadas para permitir uma melhor projeção.

5.3. Resultados das projeções da CVA

A Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da “Parcela A” (CVA) criada em Janeiro de 2002 (Portaria Interministerial Nº. 25), com redação dada pela portaria Nº116 de Abril de 2003 e reformulada em Novembro de 2004 pela Portaria Interministerial Nº. 361. Com base no histórico das variáveis da CVA buscou-se traçar a tendência para um ciclo tarifário, além de uma análise sobre as possíveis melhorias do mecanismo e recomendação de estratégia de *hedge*.

¹ O Anexo B apresenta a lista com toda legislação vigente consultada.

O mecanismo da CVA criado para registrar as variações dos valores “referência” ocorridas no período de 12 meses do ano tarifário (onde cada distribuidora tem sua data associada a assinatura do contrato de concessão), são corrigidos à SELIC. Como já apresentado no capítulo anterior a CVA é composta de 9 itens conforme lista abaixo:

- Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional,
- Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional,
- Quota de recolhimento a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- Quota de recolhimento a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE,
- Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básicas – $TUST_{RB}$,
- Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos,
- Encargos de serviços de sistema – ESS,
- Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo as fontes alternativas de Energia Elétrica – Proinfa,
- Custos de aquisição de energia elétrica.

O modelo de previsão construído trabalha com o horizonte de um ano tarifário (Dez/05 á Nov/06). Uma vez quantificado os valores, levantou-se as possíveis ferramentas de *hedge* aplicáveis. As previsões realizadas trabalharam com margem de erro de 5%, em caso de erro superior ao limite, os dados foram desconsiderados; e as estratégias de mitigação propostas são sugestões de especialistas baseada em análises qualitativas.

Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional

A fórmula 4.3 representa, no capítulo anterior, o cálculo da contribuição da potência de Itaipu a CVA, também conhecida por CVA_{EI} , conforme apresentado em Resolução ANEEL.

Ainda sobre esta variável o valor contemplado na tarifa apresenta um *gap* médio de dois meses em relação da data do reajuste, em razão dos processos de contabilização e do processo de reajuste.

A apuração da variável CVA_{EI} no modelo demandou séries históricas para as projeções do comportamento da variável no próximo ano tarifário (Dez/05 a Nov/06), as séries utilizadas e as principais considerações da projeção da variável seguem abaixo:

- Uma série histórica do kW em USD, estabelecida por resolução ANEEL, conforme tabela 5.1, é a base para o cálculo do valor desembolsado pela potência

de Itaipu, como o período de análise tem a tarifa definida esta variável será constante, sendo apenas convertida em reais pela cotação do dólar².

A Ptax projetada foi retirada de relatórios de bancos de investimento e agências especializadas em projeções macro-econômicas, apresentadas na tabela 5.2 - Projeção do Dólar. Como premissa para a projeção espera-se uma variação acumulada negativa em 2005 de 9,58% aa e positiva em 2006 de 6,0% aa.

No cálculo da CVA_{EI} projetada o valor do dólar será conforme a data de vencimento da fatura, por exemplo, a fatura de janeiro tem três vencimentos no mês de fevereiro, mas por simplificação será usado um único valor de Ptax (R\$ 2,3692) valor referente ao fechamento do mês.

Resolução	Ano	Vigência	Valor	Unidade
RES 215	1999	JUL 1999 á DEZ 2000	18,6544	kW
RES 581	2000	JAN 2001 á OUT 2002	20,1988	kW
RES 570	2002	23 OUT 2002 á DEZ 2002	17,5374	kW
RES 803	2003	JAN 2003 á DEZ 2003	17,5553	kW
RES 677	2004	JAN 2004 á DEZ 2004	17,8474	kW
REN 131	2004	JAN 2005 á OUT 2005	18,7300	kW
RES 210	2005	OUT 2005 á DEZ 2006	20,5000	kW

Fonte: Aneel

Tabela 5.1 - Valor em dólar da potência de Itaipu

- Taxa SELIC utilizada para corrigir o saldo da CVA é a SELIC média projetada pelo mercado, sendo de 18,50 % aa para 2005 e de 16,05% aa para 2006.

²Embora a quota de Itaipu seja cobrada por três faturas mensais (vencimento 10, 20 e 30 do próximo mês) cabe aqui a observação que a gestão de risco no pagamento pode gerar ganhos de fluxo de caixa para a distribuidora, mas não serão contempladas no modelo.

US\$ Início de Mês (PTAX)			
DATA	VALOR	VAR.	VAR.
		MÊS	ACUM.
1/12/2006	2,5440	0,4868%	6,0000%
1/11/2006	2,5317	0,4868%	5,4865%
1/10/2006	2,5194	0,4868%	4,9756%
1/9/2006	2,5072	0,4868%	4,4671%
1/8/2006	2,4951	0,4868%	3,9610%
1/7/2006	2,4830	0,4868%	3,4574%
1/6/2006	2,4710	0,4868%	2,9563%
1/5/2006	2,4590	0,4868%	2,4576%
1/4/2006	2,4471	0,4868%	1,9613%
1/3/2006	2,4352	0,4868%	1,4674%
1/2/2006	2,4234	0,4868%	0,9759%
1/1/2006	2,4117	0,4868%	0,4868%
1/12/2005	2,4000	2,5989%	-9,5841%
1/11/2005	2,3392	2,5989%	-11,8744%
1/10/2005	2,2800	2,5989%	-14,1067%
1/9/2005	2,2222	-5,9864%	-16,2824%
1/8/2005	2,3637	-1,1211%	-10,9516%

Fonte: Relatório de tendências de bancos de investimento
Tabela 5.2 – Projeção de Dólar

- Sobre a quota de potência de Itaipu os valores foram retirados de resolução ANEEL (RES 128/04) e para os meses de 2006, cujos valores são desconhecidos até a presente data utilizou-se a projeção com base no histórico disponível. O gráfico 5.1 apresenta os valores que dados pelo modelo “*Holt-Winters' Additive*”, modelo este que apresentou margem de erro inferior a 5 %.

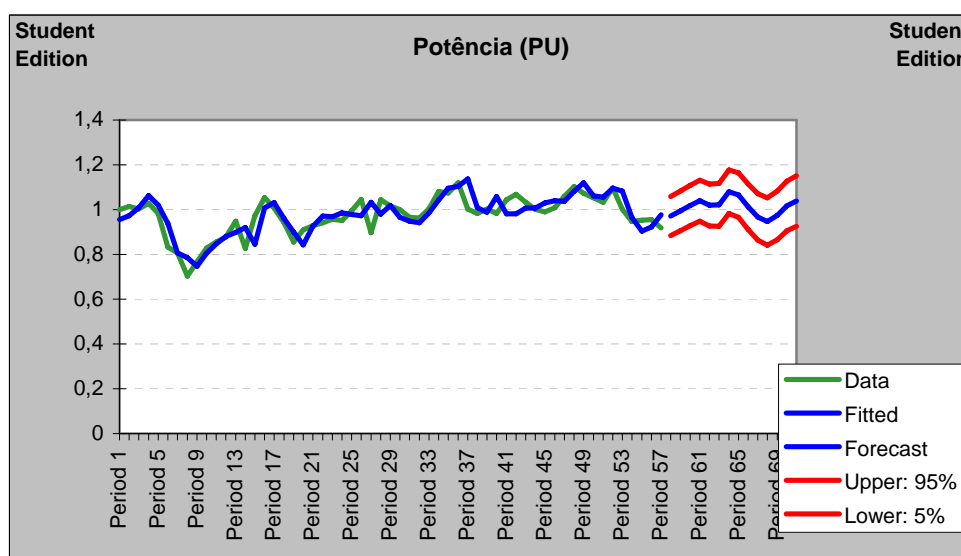


Gráfico 5.1 – Projeção da cota de Itaipu

- Para apuração da parcela da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional, expressa em reais, considerada no último reajuste tarifário (valor de referência), foi de U\$D 20,50 convertida ao dólar de novembro R\$ 2,34.
- Uma vez que, os valores das variáveis de entrada da CVA_{EI} são conhecidas, exceto pela cotação de dólar onde foi utilizada a projeção de bancos de investimento, a variável (CVA_{EI}) não fez uso de qualquer ferramenta de simulação. Com base no valor apurado de **R\$ 307.589.218,16** e na própria apuração da variável fica claro que a principal estratégia cabível seria o um swap cambial ferramenta capaz de mitigar o risco cambial, além de proteger as distribuidoras de descasamentos no fluxo de caixa projetado durante o período pode premiar as distribuidoras em caso de desvalorização da moeda. A operação deve no entanto reduzir o retorno esperado da operação de distribuição.
Sobre os riscos associados a esta variável, destaca-se a revisão das quotas de Itaipu previsto para 2007. Uma vez que a energia de Itaipu vem apresentando os valores competitivos (apesar do risco cambial), caberia uma ação de negociação junto o regulador, para que esta energia fosse negociada via nos leilões regulados, eliminando exposições a penalidade de contratação como entrada de novas máquinas; partilhando assim os ganhos para a modicidade de todas as distribuidoras. Embora a quebra de contratos ou mudanças de regras possa gerar prejuízos ao desenvolvimento e a consolidação do setor elétrico, tal negociação busca respeitar o princípio isonomia no atendimento dos consumidores.
- Por fim como última análise cabível nesta variável, a data de reajuste pode influir no nível de impacto que a variável causa na tarifa. Esta variável tem seu reajuste previsto para Janeiro de cada ano, as distribuidoras que possuem reajuste em fevereiro têm a vantagem de ter na sua tarifa apenas um mês de descasamento de tarifa; portanto o consumidor remunera a SELIC apenas um mês de descasamento, por outro lado como esta variável é uma das poucas variáveis da CVA que apresentou valores negativos nos último ciclo tarifário a distribuidora que tiver menor saldo tem maior vantagem, pois uma quantia de capital em caixa que deve ser recuperada no próximo reajuste deveria ser remunerada a taxa SELIC.

Para a apuração da variável CVA_{TI} no próximo ano tarifário (Dez/05 á Nov/06) foram utilizadas séries de dados históricos e as principais considerações para a projeção da variável sequeem abaixo:

- Uma série histórica do MW R\$ estabelecida por resolução ANEEL, conforme tabela 5.3, é a base para o cálculo do valor desembolsado do transporte de Itaipu para parte do período tarifário sendo necessária à projeção do valor para os cinco últimos meses.

Resolução	Ano	Vigência	Valor	Unidade
RES 282	1999	OUT 1999 á ABR 2000	1.550,80	MW
RES 167	2000	JUN 2000 á JUN 2001	1.755,49	MW
RES 244	2001	JUL 2001á JUN 2002	1.955,38	MW
RES 358	2002	JUL 2002 á JUN 2003	2.210,81	MW
REN 307	2003	JUL 2003 á JUN 2004	2.776,01	MW
REN 071	2004	JUL 2004 á NOV 2004	2.971,18	MW
REN 118	2004	DEZ 2004 á JUN 2005	2.971,18	MW
REH 150	2005	JUL 2005 á JUN 2006	3.456,90	MW

Fonte: Aneel

Tabela 5.3 – Valor do transporte da energia de Itaipu (MW)

- Segundo o software utilizado o melhor método para projetar esta variável é o “*Holt-Winters' Additive*” que apresenta margem de erro inferior a 0,5 %. A projeção do modelo está representada na tabela 5.4 e no gráfico 5.2. Na apuração da CVA_{TI} optou-se por uma estratégia conservadora ficando o cenário projetado, ou seja, desconsiderando os valores extremos sendo aplicado o valor de R\$ 3.803,01.

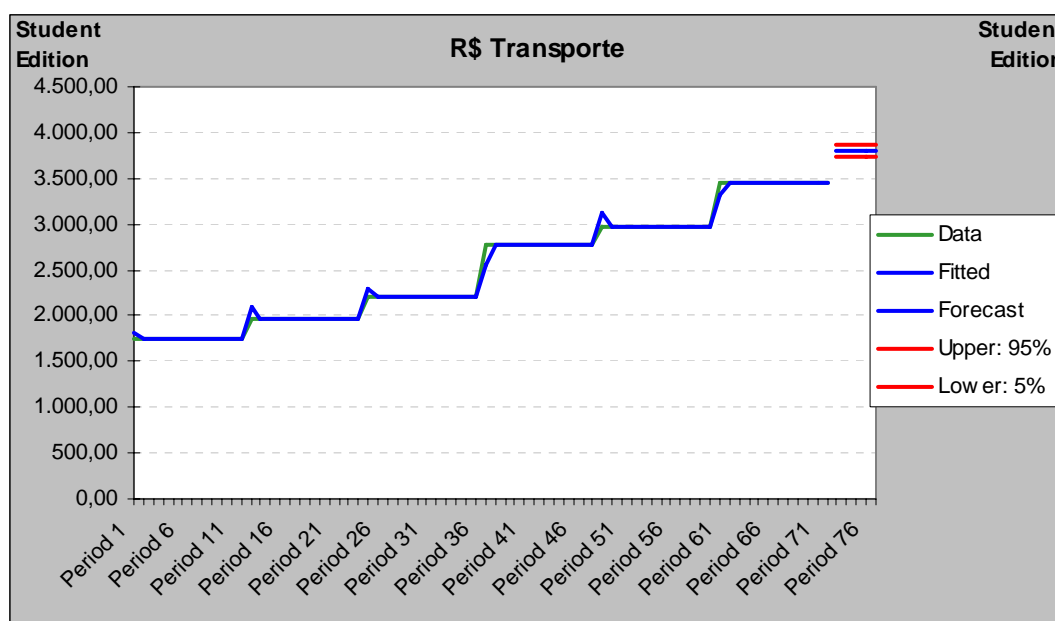


Gráfico 5.2 – Projeção do Valor da tarifa de transporte de Itaipu

Data	Menor 5%	Valor Provável	Maior 95%
jul/06	3.733,91	3.803,01	3.872,11
ago/06	3.732,93	3.803,02	3.873,11
set/06	3.731,84	3.802,94	3.874,05
out/06	3.730,72	3.802,87	3.875,01
nov/06	3.729,56	3.802,79	3.876,01

Tabela 5.4 – Valores projetado de Transporte de Itaipu

- Para apuração da parcela a Tarifa de transporte de Itaipu Binacional, a demanda referente a cada mês (energia - sazonalizada) os valores foram retirados de resolução ANEEL, o valor considerado no último reajuste foi o publicado na REN 118/04 de R\$ 2.971,18.
- Taxa SELIC utilizada para corrigir o saldo da CVA é a SELIC média projetada pelo mercado, sendo de 18,50 % aa para 2005 e de 16,05% aa para 2006.
- As variáveis de entrada da CVA_{TI} foram tratadas como descrito acima. O resultado da CVA_{TI} foi de **R\$ 102.880.406,94**. A principal estratégia de mitigação de risco cabível seria uma negociação junto ao órgão regulador na busca por simplificação o processo tarifário. Não é porque Itaipu é uma especificidade por conta do tratado internacional, que não possa ser simplificada em uma conta única. Afinal não há lógica a cobrança em separado do uso da rede de Itaipu a rede básica, visto que a energia poderia ser vendida no pool (ACR) além do fato que o cálculo deveria seguir a metodologia nodal como ocorre na rede básica. Assim estaríamos realmente trabalhando com a devida alocação dos custos imputados no SIN.
- No caso da CVA_{TI} o reajuste previsto é no mês de Julho, as distribuidoras com reajuste em agosto tendem a ter um saldo a menor de CVA_{TI}, se comparado com uma distribuidora com reajuste em janeiro, ou seja, a primeira distribuidora historicamente vem desembolsando uma menor quantidade de capital para financiar a Eletrobrás, saldo este corrigido a Selic.

Uma vez que o atual modelo do setor elétrico brasileiro é construído para trazer maior modicidade tarifária para o consumidor final, o ideal é que as datas de reajustes dos encargos da CVA fossem concatenados e assim a distribuidora que com data posterior a estes reajustes levariam um menor saldo para seus clientes, contribuindo de fato para a modicidade.

Quota de recolhimento a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC).

A apuração da variável CVA_{CCC} no modelo também demandou séries históricas para as projeções do comportamento da variável no próximo ano tarifário (Dez/05 á Nov/06), as principais considerações sobre a previsão da variável sequeem abaixo:

- Uma série histórica do valor da CCC, estabelecida por resolução ANEEL, pode ser observada na tabela 5.5, esta tabela teve seus valores desdobrados conforme despachos da ANEEL com os valores mensais, e com base neste foi possível o cálculo do desembolsado com a Conta de Consumo de Combustíveis, como o período de análise tem valor definido para dezembro de 2005 os possíveis valores de CCC para o período de janeiro á novembro de 2006 deveriam ser projetados. Mas conforme figura 5.1 a projeção das séries de dados de CCC apresentam margem de erro de 62,36% tornado irrelevante o resultado da projeção

Res.	Data	CCC - Interligado-SE	CCC - Isolado	Total CCC
024/99	08-fev-99	R\$ 428.350.682,16	R\$ 510.679.066,26	R\$ 939.029.748,42
238/99	04-ago-99	R\$ 428.350.682,16	R\$ 510.679.066,26	R\$ 939.029.748,42
374/99	29-dez-99	R\$ 949.988.183,85	R\$ 484.994.153,25	R\$ 1.434.982.337,10
86/00	06-abr-00	R\$ 852.464.846,48	R\$ 653.192.688,63	R\$ 1.505.657.535,11
274/00	19-jul-00	R\$ 1.265.894.248,64	R\$ 653.192.688,63	R\$ 1.919.086.937,27
021/01	31-jan-01	R\$ 1.096.249.911,54	R\$ 878.068.665,96	R\$ 1.974.318.577,50
467/01	31-out-01	R\$ 1.570.051.081,30	R\$ 1.045.652.233,85	R\$ 2.615.703.315,15
036/02	29-jan-02	R\$ 1.673.113.400,14	R\$ 1.126.510.956,09	R\$ 2.799.624.356,23
325/02	18-jun-02	R\$ 687.873.177,77	R\$ 1.366.077.597,70	R\$ 2.053.950.775,47
039/03	31-jan-03	R\$ 159.921.724,11	R\$ 1.858.292.156,78	R\$ 2.018.213.880,89
003/04	30-jan-04	R\$ 184.668.747,70	R\$ 2.682.569.498,12	R\$ 2.867.238.245,82
135/04	01-jun-04	R\$ 190.194.524,94	R\$ 3.132.417.470,44	R\$ 3.322.611.995,38
085 /04	27-set-04	R\$ 190.194.524,94	R\$ 3.132.417.470,49	R\$ 3.322.611.995,43
144/05	24-jan-05	R\$ 102.796.270,68	R\$ 3.316.513.066,94	R\$ 3.419.309.337,62

Fonte: Aneel

Tabela 5.5 - Histórico da CCC

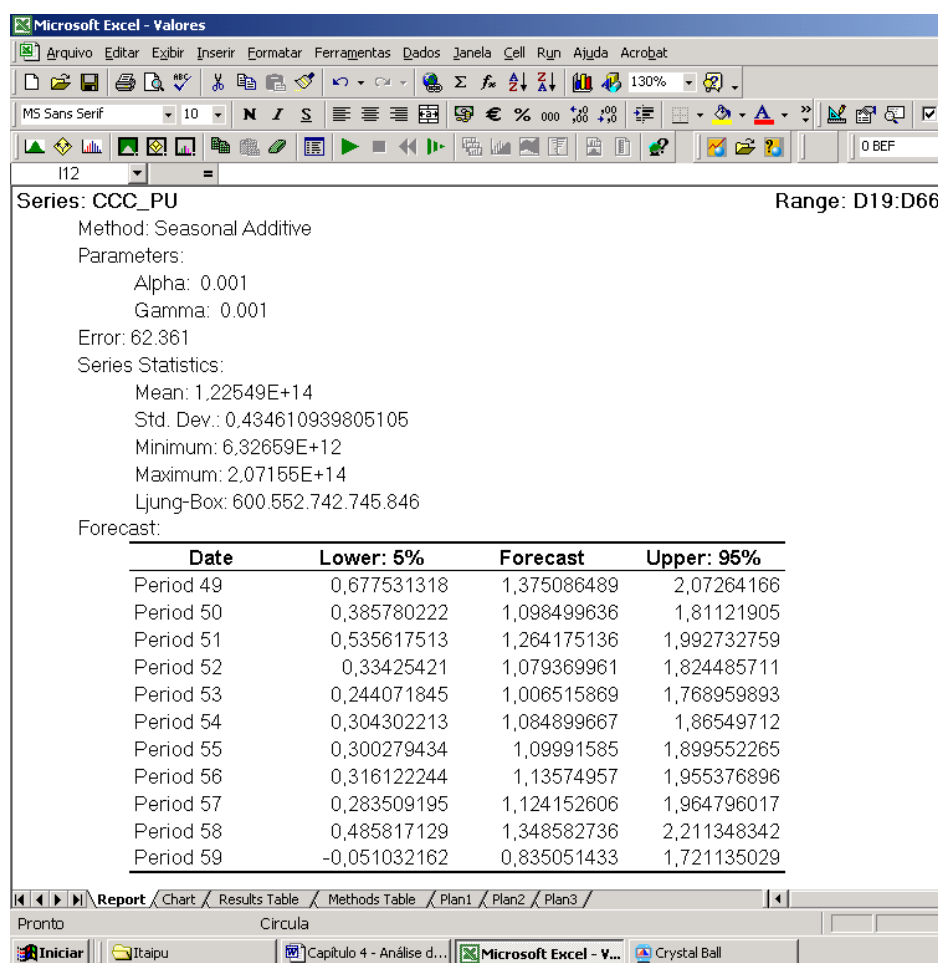


Figura 5.1- Resultado da projeção da CCC em 2006

- Como apresentado na figura 5.1 a margem de erro nos valores de CCC projetados pelo melhor método estatístico escolhido pelo *Crystal Ball* (*Seasonal*

Additive) é inaceitável. Sendo assim os valores projetados não são confiáveis, embora a tendência de crescimento da variável seja clara, as razões políticas regulatórias interferem de tal forma que torna-se impossível a previsão do valor para a construção de uma estratégia de *hedge*.

Mas uma vez que os valores projetados para a CCC apresentam tendência de acréscimos acima da média de inflação, porém descolada da curva de tendência dos derivados de petróleo, cabe o acompanhamento do processo de determinação deste valor pelos órgãos reguladores, além de um trabalho na busca por viabilizar com urgência a operação do Gásbol (gasoduto Brasil – Bolívia) uma vez que a cidade de Manaus consome mais de 40% da CCC do sistema isolado (ANEEL, 2005).

- As principais estratégias de mitigação para a variável não são de ordem financeira, possuem caráter prático e pró-ativo; uma vez que é a origem deste encargo que deve ser solucionada e não somente o possível impacto causado. A solução para a real redução do encargo depende de investimento, fim de uma cultura poluidora e protecionista.

Quota de recolhimento a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Para a apuração da variável CVA_{CDE} no modelo foram necessárias bases de séries históricas para as projeções do comportamento da variável no próximo ano tarifário (Dez/05 á Nov/06), as principais considerações sobre a previsão da variável seguem abaixo:

- Uma série histórica do valor da CDE, estabelecida por resolução ANEEL, pode ser observada na tabela 5.6, foi a base para a projeção da CDE para o próximo ciclo tarifário, isto considerando os valores mensais (Duodécimo).

Res.	Data	Ano de Referência	Valor	Duodécimo
042/03	31-jan-03	2003	R\$ 1.075.957.826,13	R\$ 89.663.152,16
012/04	02-fev-04	2004	R\$ 1.449.608.645,89	R\$ 120.800.720,51
086/04	01-jun-04	Revisão 2004	R\$ 1.455.412.310,17	R\$ 124.812.773,33
114/04	29-nov-04	2005	R\$ 1.760.442.546,55	R\$ 146.703.545,55

Fonte: Aneel

Tabela 5.6 – Quotas da CDE

- Segundo o software utilizado o melhor método para projetar esta variável é o “*Holt-Winters' Additive*” que apresenta margem de erro de 0,48 %. A projeção

do modelo está representada no gráfico 5.3. Na apuração da CVA_{CDE} optou-se por uma estratégia conservadora ficando o cenário projetado para 2006, ou seja, desconsiderando os valores extremos sendo aplicado o valor mensal de R\$ 182.041.685,72 de janeiro á novembro.

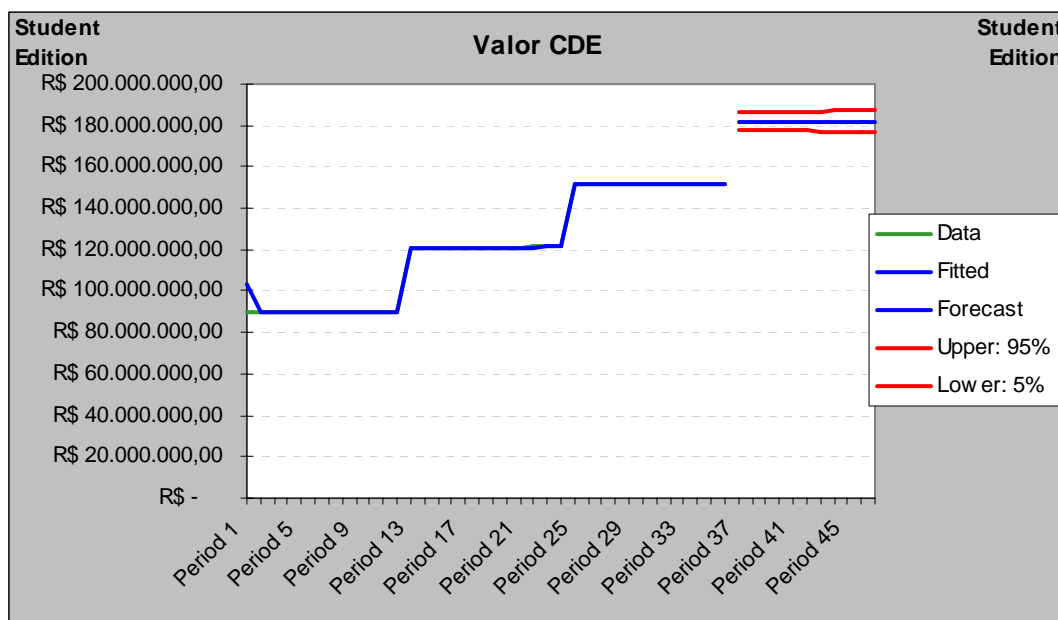


Gráfico 5.3 – Projeção do Valor da CDE

- Taxa SELIC utilizada para corrigir o saldo da CVA é a SELIC média projetada pelo mercado, sendo de 16,05% aa para 2006.
- O valor estimado para a CVA_{CDE} neste caso será igual **R\$ 421.819.338,60**. Na apuração da variável fica claro que a principal estratégia cabível seria o um swap ferramenta capaz garantir os desembolsos projetados. Mas uma vez que os valores esperados de CDE apresentam tendência de acréscimos acima da média de inflação (crescimento real superior a 8% aa) e com descolamento da curva dos de tendência derivados de petróleo (deslocamento maior que 6% aa), cabe o mesmo cuidado recomendado no caso da CCC, ou seja, acompanhamento do processo de determinação deste valor pelos órgãos reguladores, acompanhamento da aplicação deste recurso por parte da Eletrobrás. Portanto a recomendação de mitigação de risco para esta variável é composta de parte financeira e parte institucional; uma vez que assim como a CCC é a origem deste encargo que deve ser solucionada e não somente o possível impacto causado. A solução para a real redução do encargo depende de investimento em modernização, além do fim de culturas protecionista e poluidora.

- Assim como no caso da CVA relacionadas a Itaipu a variável também possui reajuste previsto sempre para o mês de Janeiro, e todas as considerações sobre modicidade se aplicam novamente. Ou seja, se a distribuidora deve defender os interesse do seu consumidor, dos seus acionistas e dos colaboradores; o governo não pode ser “parte interessada” ou beneficiada com a atividade de gestão de fluxo de caixa da empresa.

Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básicas – TUST_{RB}

A apuração da variável CVA_{RB} no modelo se tornou totalmente inviável, pois segundo o decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, fica estabelecido que cabe ao Ministério de Minas e Energia a definição de metodologia locacional para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST, visando a sua estabilidade. Como apresentado na tabela 4.3. cada distribuidora tem seu custo apurado por barra do sistema e o desembolso varia em função da energia circulante em cada uma das barras do sistema dado este não disponível.

Uma vez que os valores não se encontram disponíveis e para a apuração destes valores faz –se necessário conhecimento técnico de redes elétricas e softwares de projeção de sistemas que o pesquisador não domina impossibilitado qualquer inferência sobre a evolução ou simulação desta variável.

Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos

Embora a CF ainda esteja contemplada na CVA com a desverticalização das empresas de energia uma distribuidora não pode mais ser proprietária de qualquer tipo de empreendimento de geração, e este custo foi transferido a geradora. Ou seja, no valor da energia vendida pelo gerador estará embutido o valor da Compensação Financeira. Dessa forma, o pagamento desse encargo não afetará de forma diferenciada o preço final ao consumidor quando o fornecimento se der por meio de um PIE ou agente comercializador. Este custo não tem mais qualquer impacto direto na CVA das distribuidoras, portanto não será contemplado nesta pesquisa.

Encargos de serviços de sistema – ESS

Para a apuração da variável utilizou-se uma série de dados histórico que considerada apenas valores fruto das restrições de sistema recolhidos. Na tabela 5.8 estão representados dois anos de base histórica do ESS. Para a projeção dos valores foi necessário o “tratamento dos dados” sendo primeiramente deflacionados e levados à base logarítmica para obter uma melhor projeção. Dada a característica do ESS a base de dados histórico não pode ser maior, pois a realidade do sistema determina o nível de restrição e portanto o valor do encargo.

Data	ESS Deflacionado (IGP-DI)	LOG
jan/03	16.023.444	7,74881446
fev/03	30.252.464	7,11876718
mar/03	14.763.123	7,398235941
abr/03	16.153.519	7,289880163
mai/03	3.849.501	7,21437577
jun/03	10.251.406	7,022246242
jul/03	7.457.871	6,838547571
ago/03	4.999.035	6,716470307
set/03	5.493.985	6,68254003
out/03	4.575.376	6,948061019
nov/03	5.390.461	6,914330084
dez/03	6.544.381	7,197170225
jan/04	8.186.338	7,31634468
fev/04	8.140.869	7,600036845
mar/04	6.608.342	7,300933647
abr/04	2.304.089	7,355509846
mai/04	1.830.620	6,751610161
jun/04	2.199.833	7,19976369
jul/04	4.601.813	7,101636757
ago/04	6.694.665	6,993132247
set/04	3.207.551	7,07000317
out/04	3.676.602	7,022647153
nov/04	3.728.287	7,119533804
dez/04	6.030.461	7,232681349

Fonte: CCEE (agosto de 2005)
Tabela 5.8 – Base de dados ESS

Para a apuração da variável CVA_{ESS} referente ao ciclo tarifário (Dez/05 á Nov/06) no modelo destacam-se as seguintes considerações:

- A tabela 5.8. apresenta parte dos dados históricos do encargo, mas os valores de setembro á dezembro foram projetados; a ANEEL também apresentou o valor esperado para as tarifas de 2006, 2007 e 2008 na REH 173/05 (R\$ 149.960.507,30 no ano2006), portanto a projeção informou o valor do ESS i e o de dezembro de 2005.
- Segundo o software utilizado o melhor método para projetar esta variável é o “Holt-Winters' Additive” que apresenta margem de erro de 1,96 %. A projeção do modelo está representada no gráfico 5.4. em valores logaritmizados e deflacionados.

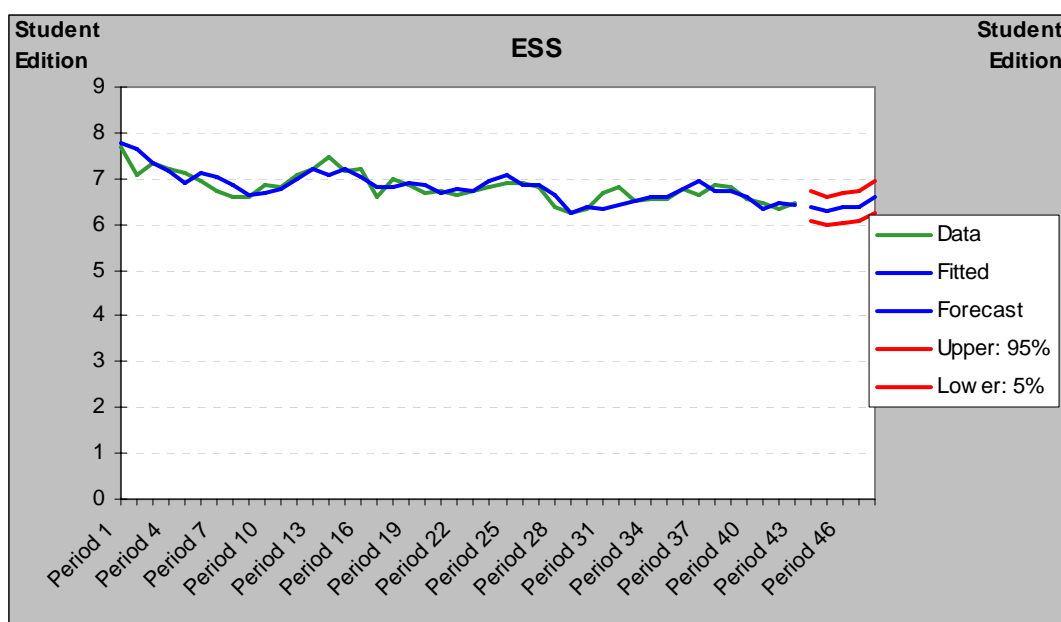


Gráfico 5.4 – Projeção do Valor do ESS

- Taxa SELIC utilizada para corrigir o saldo da CVA é a SELIC média projetada pelo mercado, sendo de 18,50 % aa para 2005 e de 16,05% aa para 2006.
- O valor estimado para a CVA_{ESS} neste caso será igual **R\$ 115.796.746,11**.
- Na apuração da variável fica claro que o risco / exposição oriunda desta variável vem sendo mitigado com a construção de novas linhas de transmissão. Mas ainda existem restrições de sistema que devem ser solucionadas e neste caso a melhor estratégia é a de trabalhar para a expansão do sistema para que este encargo possa ser realmente reduzido.
- Por fim dado que a expansão do sistema é reflexo das diretrizes do plano decenal, uma participação ativa junto a este processo é fundamental para a redução deste encargo.

Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo as fontes alternativas de Energia Elétrica – Proinfa

A Resolução Normativa nº 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para rateio do custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, bem como para a definição das respectivas cotas de energia elétrica; que foram definidas pela resolução homologatória 250/05, ficando fixado para o Proinfa o valor de R\$ 345.602.528,98 no ano civil 2006.

A apuração da variável CVA_{Pro} referente ao ciclo tarifário (Jan/06 á Nov/06³) foi bem simplificada. A cota será cobrada 11/12 do valor estabelecido para o ano de 2006 devidamente corrigido a taxa selic, resultando em **R\$ 343.778.296,01**. Quanto as estratégia de *hedge* cabíveis para a variável ficam a ação pró-ativa no acompanhamento dos procedimentos de comercialização desta energia, sobre a implementação do programa e na fiscalização do andamento dos empreendimentos beneficiários do incentivo. As estratégias de OTC e *Pure forwards* não são aplicáveis as distribuidoras dado o modo como foi estabelecido a contratação desta energia.

Custos de aquisição de energia elétrica

A CVA_{energia} é um antigo pleito das distribuidoras que rotineiramente sofriam com a não cobertura dos reais custos de aquisição de energia. Segundo a REN 153/05, a CVA_{energia} se aplica apenas as distribuidoras que assinaram um aditivo ao contrato de concessão e tiveram valores praticados na aquisição de energia não considerados no último reajuste tarifário. A equação 4.13 representa algebricamente tal direito de repasse.

Para a apuração do valor desta variável na simulação do SIN para o período analisado inicialmente buscou-se trabalhar com inferência, pois o conhecimento a composição das carteiras de contratação não era possível; uma vez que esta se trata de informação estratégica para uma distribuidora. Mas apesar da tentativa o esforço não surtiu efeito, pois o pesquisador não teria condições de inferir sobre preço dos contratos bilaterais, e dos custos de energia considerado no reajuste das distribuidoras do SIN para a apuração necessária.

³ O Proinfa teve início em janeiro de 06, portanto não possui valor em dezembro ou valor anterior contemplado na tarifa.

Portanto o pesquisador considera a apuração da CVA *energia* inviável. Embora fundamental para ajustar pendências de repasse CVA *energia* é a única variável que possui tendência de zerar, graças a obrigatoriedade de 100% de contratação da demanda de energia e o fim da possibilidade de novos contratos bilaterais em valores diferentes do praticados no ACR.

Ainda sobre a aquisição de energia a fonte de risco que está em negociação da regulamentação do mecanismo compensação de sobras e déficits (MCSD), e o repasse de sobre contratação previsto para o ano de 2006. Pontos que merecem uma ação por parte das partes interessadas.

5.4. Considerações Finais

O mercado de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 48 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros.

Dada a dimensão do sistema interligado, um valor de desembolso de R\$ 308.573.493.223,82 referente a cinco das nove componentes de CVA, fica claro que cabe busca pela melhoria na aplicação desta ferramenta (de mitigação de risco) que contribuiriam com melhor desenvolvimento da economia brasileira como um todo.

Na análise dos resultados temos oito componentes de CVA propostas no próximo reajuste. Deste universo o pesquisador obteve dados para a projeção de seis componentes e somente para a componente CCC as ferramentas estatísticas disponíveis não atenderam a necessidade de gerar informações para a melhor gestão do fluxo de caixa, ficando assim claro que a gestão financeira das demais componentes é totalmente possível.

Apesar da característica de “*pass thought*” dos itens da parcela A, dado os montantes envolvidos na CVA e as desigualdades socioeconômicas dos consumidores do SIN, cabe uma renegociação do instrumento de mitigação de risco das distribuidoras para um molde similar ao da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). A TFSEE tem seu valor reajustado na data de reajuste de cada distribuidora; a

renegociação proposta levaria a uma desoneração do consumidor da remuneração do custo de capital atrelado a taxa selic, além de uma simplificação na gestão tarifária no negócio de distribuir energia elétrica.

Por fim, apesar dos componentes da CVA serem classificados como “*pass through*” o que de fato são, não impede a busca por melhoras ou a utilização de estratégias de hedge descritas no decorrer deste capítulo.

Capítulo 6 - Conclusões

“A realidade é como é, não como desejamos que ela fosse”.

MAQUIAVEL, Século XV.

6.1. Contribuição do trabalho

Este capítulo apresenta as conclusões obtidas e as recomendações para futuros trabalhos. Apresentando os resultados obtidos com a aplicação da projeção de valores da CVA, as contribuições fornecidas com a elaboração deste trabalho, propondo sugestões para futuros trabalhos envolvendo a gestão de risco no negócio de distribuir energia elétrica, além do aprimoramento das ferramentas de mitigação de risco desenvolvidas e vigentes.

Pode-se considerar que esta etapa tomou grande parte do tempo dedicado ao trabalho, pois, devido à pouca exploração do assunto, as conclusões puderam ser notadas durante todo o processo de pesquisa.

A vastidão do tema, obviamente, impede que o mesmo se esgote neste trabalho, porém, conclusões relevantes puderam ser observadas.

Mesmo analisando somente a CVA, as conclusões são pertinentes e, muitas vezes, comprovando a necessidade da utilização de sistemáticas que abranjam métodos qualitativos e quantitativos para o tratamento dos riscos associados a gestão do processo tarifário.

6.2. Objetivos Atingidos

Desde o princípio da formação da sociedade capitalista as ferramentas de gestão de risco vêm sendo desenvolvidas. Os métodos quantitativos têm maior desenvolvimento após o período do iluminismo e com o avanço computacional ganha diversas ferramentas para sua

operacionalização. Conforme descrito nesta pesquisa alguns setores da economia na implementação de uma sistemática de risco devem contar tanto com ferramentas qualitativas quanto com ferramentas quantitativas. Conforme apresentado no capítulo anterior, a distribuidora de energia elétrica (fictícia) analisada, utilizou ambas as metodologias para construir as sugestões de estratégia de *hedge*. Portanto, esta etapa da pesquisa atende um dos principais objetivos a que o pesquisador se propôs inicialmente.

Retomando os demais objetivos propostos inicialmente a presente pesquisa apresentou uma revisão da literatura encontrada sobre a temática: risco, retorno, volatilidade, correlação, gestão de risco contemporânea, risco em negócios de energia e estratégias de *hedge*, com foco as necessidades e particularidades do negócio energia, conforme descrito no capítulo 2.

A pesquisa evidenciou que no caso de uma empresa de energia o mais recomendado é a implantação de um programa de gerenciamento de risco, que além de seguro é o mais recomendado para empresas que estão sujeitas a forte interferência política. Ainda sobre as possíveis estratégias de *hedge* todas as estratégias utilizadas no mercado de energia são facilmente aplicáveis na mitigação de risco para o mercado de contratação de demanda. A principal estratégia de *hedge* aplicável ao regime tarifário é a CVA, uma solução simples negociada junto ao órgão regulador, mas que está em contínua atualização.

Nesta fase da revisão ficou evidente a diferenciação entre os métodos aplicados por empresas financeiras e por empresas não financeiras (conforme apresentado no capítulo 2 e anexo A), no entanto, isso não significa que os métodos financeiros devam ser refutados, podendo sim, ser incrementados para uma melhor aplicação em função da realidade analisada e dos dados (confiáveis e de alta frequência) disponíveis para a construção do modelo, desde que manipulado por pessoal capacitado. Considerando que grande parte das empresas de energia atuam em mercados imaturos, cuja estrutura sofreu alterações que interferiram na base histórica, a análise por meio de ferramentas como o VaR devem ser descartadas pela restrição da base de dados. Quanto a aplicação do VaR vale ressaltar todas as considerações apresentadas no anexo A.

Ainda sobre as empresas de energia, as particularidades devem ser respeitadas para a maior aderência do método, evitando assim decisões baseadas em valores não representativos da real exposição ao risco. A pesquisa também abordou o conceito e estratégias de *Hedge*

utilizadas no setor elétrico, já que a gestão de risco só tem como princípio a ação de proteção.

Conforme apresentado no capítulo 3 o setor não possuía um histórico de gestão e mitigação de riscos, na fase estatal tal afirmação é flagrante. Com a privatização o cenário começa a se alterar e tem início a busca pela transparência, uma exigência que a própria realidade regulatória imposta aos agentes. Na análise do novo modelo os principais riscos identificados estão associados a centralização das diretrizes setor no âmbito governo, no enfraquecimento da Agência reguladora e nas incertezas geradas por pontos ainda não regulados e de responsabilidade do MME. O texto apresentado busca auxiliar futuras pesquisas no conhecimento e entendimento do setor elétrico, além de ser uma base de consulta clara e confiável da organização do setor elétrico brasileiro, e do atual modelo regulatório vigente trazendo a discussão sobre os riscos associados ao “novo modelo” de forma isenta.

Buscando complementar a regulamentação de comercialização o capítulo 4 traz o arcabouço regulatório referente ao regime tarifário vigente no Brasil. Apresentando os diferentes processos do ciclo tarifário, revisão e reajuste, além da ferramenta construída pelo setor, na busca por mitigar riscos oriundos de uma cultura inflacionária, a Conta de Variação dos itens da parcela A - CVA. Ferramenta esta salutar aos interesses das distribuidoras, visto que todo o risco ou ônus foi delegado aos consumidores cativos, onerados de forma diferenciada, em função da data de reajuste da distribuidora a que está conectado. Fato que põem em cheque a ferramenta.

A forma, como o assunto foi tratado, abre frentes para o desenvolvimento de novos trabalhos semelhantes, sendo este, um dos objetivos implícitos desta dissertação.

As conclusões aqui obtidas, podem e devem colaborar para a popularização da gestão de risco no setor elétrico, motivando novos pesquisadores a trabalhos futuros, nessa área. Certamente, as conclusões, a respeito deste trabalho, podem ir além das contidas neste capítulo. A cada leitura, a cada análise, a cada discussão, muitas outras conclusões relevantes podem ser obtidas.

6.3. Conclusões sobre gestão de risco em distribuidoras

Embora a gestão de risco seja uma realidade necessária, nas publicações encontradas indicam grande parte das distribuidoras no Brasil, ainda se encontram em estágios embrionários na incorporação da gestão de risco em suas atividades cotidianas.

As melhorias percebidas partem da necessidade de se adequar a demandas originadas em outros setores da economia. Portanto este trabalho contribui na disseminação das boas práticas de gestão de risco para o setor elétrico.

6.4. Limitações

Embora haja uma ampla gama de aplicações a respeito de análise de risco em investimentos, o presente trabalho limitou-se em abordar, de forma mais aprofundada, os riscos inerentes aos componentes da Parcela A considerados para efeito de reajuste tarifário contidos na CVA, Conta de Variação de Valores dos itens da parcela A.

A aplicação descrita neste trabalho baseia-se em dados “genéricos” divulgados pelo ONS (Operador Nacional de Sistemas), CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) Banco Central do Brasil, além da necessária colaboração de especialistas na definição de parâmetros. Sendo assim, a replicação deve se limitar à aplicação em condições similares.

Cabe lembrar que cada processo de tomada de decisão necessita da aplicação de ferramentas de apoio que variam caso a caso.

Segundo Rossetti (1997), os problemas econômicos têm contornos que não se limitam apenas à realidade investigada pela economia e seus modelos. Eles se estendem pela política, sociologia, direito, ética e têm raízes históricas. Portanto, a sistematização desta realidade econômica envolve leis sociais e não relações exatas. Assim, os resultados deste trabalho devem ser interpretados como simplificações probabilísticas da realidade, embora estatisticamente significantes.

6.5. Sugestões para futuros trabalhos

Um dos objetivos não explícitos neste trabalho, certamente, é o estímulo à pesquisa nessa área. Embora a proposta da pesquisa tenha sido atendida e as conclusões tenham sido apresentadas, ainda existe muito a se explorar, o que motiva, e muito, futuros pesquisadores. As recomendações para trabalhos futuros notadas até a etapa conclusiva desta dissertação, são as seguintes:

- Realização de estudos comparativos entre duas distribuidoras uma com data de reajuste em fevereiro e outra em julho para apresentar o efeito da remuneração ao longo de um ciclo entre revisões tarifárias.
- Um aprofundamento no estudo do mecanismo de remuneração das distribuidoras, com base nos métodos de remuneração existentes realizar uma comparação dos resultados obtidos e dos possíveis resultados obtidos com os demais métodos de remuneração pesquisados.
- É interessante um novo estudo sobre o mesmo problema, com a aplicação de otimização para a proposta de uma nova forma de incorporar os encargos na tarifa nas datas de reajustes de cada distribuidora. Podendo também analisar o impacto dos encargos na curva de elasticidade do produto energia elétrica.

6.6. Considerações finais

Apesar da aparente dificuldade de interação de assuntos, como gestão de risco, setor elétrico, regulação e ferramentas de simulação, a pesquisa apresentada buscou conhecer e projetar um caso de gestão de risco para uma distribuidora de energia elétrica utilizando ferramentas disponíveis, de fácil acesso e consolidadas.

A proposta inicial se mostrou desafiadora, porém factível. O desenvolvimento da pesquisa deixou flagrante que a gestão de risco em empresas de energia que atuam no mercado brasileiro demandam maior atenção, pesquisas e mão de obra especializada. A conclusão, no em tanto, é clara quanto a necessidade de desdobramento da presente pesquisa. Por fim, o legado desta pesquisa são os registros das sugestões e conclusões construídas e

registradas neste documento durante dois anos de pesquisa e nos projetos desenvolvidos para o setor elétrico brasileiro.

Estudo sobre métodos de gestão de risco no mercado Financeiro

Existem, na literatura, muitos métodos que são adotados para a análise de risco para o mercado financeiro. Segundo Jorion (1999) e Sain (2001), os modelos mais utilizados são Modelo de *Maturity*, Modelo de *Duration* e *Value at risk* (VaR). A utilização de tais métodos trata-se de uma forma de gerenciar ou administrar os riscos existentes nos portfólio de investimentos. Sobre os modelos *maturity* e *duration*, serão estudados apenas os conceitos, o que permitirá uma maior dedicação à métrica VaR¹ e as ferramentas utilizadas na aplicação de tal metodologia, como método analítico (variância e covariância), simulação histórica e simulação de Monte Carlo, em que cada uma tem pontos fortes e fracos. As três abordagens partem da mesma premissa: o comportamento do mercado no passado recente é bom e imparcial para definir o comportamento futuro. Em termos matemáticos, isto significa dizer que uma distribuição de probabilidade apresenta movimento estacionário.

Além disto, é preciso definir qual a abrangência de passado recente? Quantos dados são necessários para a análise? A pesquisa de Santos e Ferreira (2003), discorre sobre a definição do tamanho amostral, afirmando que uma base de cinquenta a cem valores garante uma boa aproximação estatística, já para Alexander (2001), a aplicação de ferramentas estatísticas para realização de previsões futuras exige uma base de dados de alta frequência (diária ou semanal), a base de dados não pode conter ruídos (capazes de distorcer a representação da realidade do mercado) como, por exemplo, dados de períodos de crises econômicas. Ainda segundo o autor, a base de dados deve ter uma abrangência média de três a cinco anos, visto que os resultados de períodos anteriores a este teriam pouca interferência no futuro.

Modelo de *Maturity*

O termo *maturity* pode ser entendido como o prazo relativo ao último pagamento previsto para um investimento de renda fixa (SAIN, 2001). Uma das formas mais simples de gestão de risco em ativos pré - fixados está na observação das *maturities* dos mesmos. Por exemplo, títulos que têm características de pagamento e preços iguais, mas com *maturities* diferentes são títulos com risco de mercado diferente. Quanto maior o *maturity* do título, maior será seu

¹ A atenção especial dada a análise do VaR se dá devido a recorrente utilização da métrica de modo indiscriminado por agentes não financeiros.

risco de mercado. Portanto, percebe-se que o conceito *maturity* tem forte relação com a obtenção da expectativa de ganho para um ativo, como se fosse o ponto de “amadurecimento”.

Vamos comparar a trajetória de dois títulos pré-fixados com preço em T_0 igual a R\$ 1.000,00, em que a taxa de juros é *flat* em T_0 igual a 15%a.a., com o prazo (*maturity*) de um ano para o título 1 e dois anos para o título dois. Supondo que a taxa de juros seja mantida, temos que o Título 1 tem valor de R\$ 1.150,00 e o Título 2 R\$ 1.322,50 ao final de cada prazo. Seguindo o conceito apresentado acima, temos que em caso de variação da taxa de juros durante o período, o Título 2 (o de maior prazo) sofre maior oscilação para a mesma variação da taxa de juros. O gráfico A.1 apresenta, com clareza, o risco de alteração da taxa de juros no momento seguinte a compra dos títulos 1 e 2.

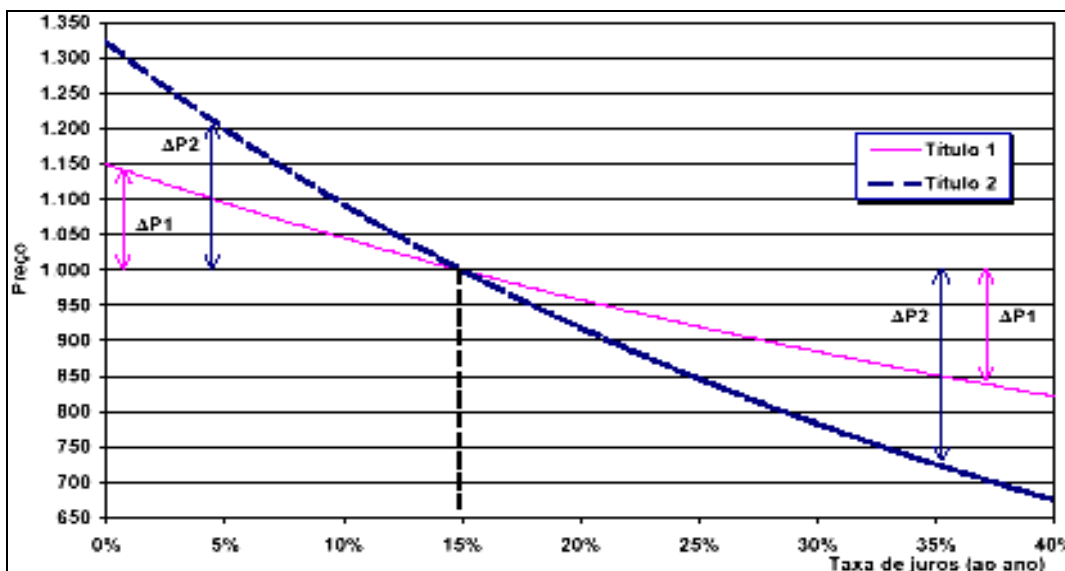


Gráfico A.1 – Comparação da variação dos preços em função dos juros

Conforme Saunders (1996), o modelo de *maturity* também pode ser aplicado à gestão de ativos e de passivos. Definindo M_A como a *Maturity* ponderada dos ativos e M_P *Maturity* ponderada dos passivos, podem ser calculadas por A.1:

$$M_i = w_{i1}M_{i1} + w_{i2}M_{i2} + \dots + w_{in}M_{in} \tag{A.1}$$

Onde:

M_i = *Maturity* ponderada dos ativos (i=A) ou dos passivos (i=P);

w_{ij} = Peso de cada ativo/ passivo na carteira de ativo / passivo medido através do valor de mercado deste em relação ao valor de mercado da carteira;

M_{ij} = *Maturity* do j-ésimo (ativo / passivo).

Modelo de *Duration*

O modelo de *duration* foi definido por Macaulay em 1938 como a soma ponderada dos vencimentos de cada pagamento de um título do governo, na qual as ponderações são proporcionais ao valor presente dos fluxos de caixa (JORION, 1999).

Segundo Saunders (1996), o modelo *Duration* é uma medida mais completa na análise de sensibilidade de um ativo ou passivo à taxa de juros do que a medida do *Maturity*, visto que considera tanto valores presentes quanto os prazos do fluxo de caixa. A medida pode ser calculada através da fórmula A.2 :

$$D = \frac{\sum_{i=1}^N VP_i * t_i}{\sum_{i=1}^N VP_i} \quad (\text{A.2})$$

Onde:

D = a *duration* mensurada na mesma unidade de t_i ;

VP_i = valor presente de i-ésimo do fluxo de caixa;

t_i = tempo a decorrer do i-ésimo fluxo de caixa.

Assim o gerente financeiro pode calcular a *duration* do ativo e do passivo e com base nestes resultados descobrirá qual é sua exposição ao risco pela diferença entre duas opções que é chamada de *gap* de *duration*. O desafio do agente financeiro é igualar as *durations* das opções.

O autor ainda define *duration* como um indicador da sensibilidade ou elasticidade da taxa de juros, ou seja, quanto maior a *duration* maior a sensibilidade à oscilações da taxa de juros.

Jorion (1999) observa que títulos com vencimentos mais distantes mostram maiores variações de preço, mas ressalta que esta é uma análise de risco imperfeita, uma vez que envolve somente o principal e ignora os pagamentos de cupons. O contrário ocorre no modelo de *duration* que fornece uma medida de risco do preço mais apropriada, já que considera todos

os pagamentos, não apenas o principal. O modelo também mede a sensibilidade do preço de ativos em relação à variação da taxa de retorno, o que faz da ferramenta instrumento valioso na administração de risco.

A tabela A.1 apresentada na pesquisa se Jorion (1999), traz o cálculo detalhado de um título, que a TIR é referência para o fator de descontos. Somando-se o valor dos títulos e dividindo por 100, descobrimos que a *duration* é de 4,465.

Tempo	Pagamento	Taxa de retorno (%)	Valor presente do pagamento	Tempo X Valor presente
1	6	6,00	5,66	5,66
2	6	6,00	5,34	10,68
3	6	6,00	5,04	15,11
4	6	6,00	4,75	19,01
5	106	6,00	79,21	396,05
Soma				446,51
<i>Duration</i>			100,00	4,4651

Tabela A.1 – O Cômputo da *Duration*

Segundo Jorion (1999), a *duration* está diretamente ligada ao valor em risco. Dado um exemplo de uma carteira de US\$ 100 MM, investida em títulos de 5 anos, considerando que nos últimos 30 anos, o quartil de 95% da distribuição de retornos mensais tem sido de -1,7%, representa dizer que o VaR é de US\$ 1.7 MM.

A perda pode ser calculada também em função da *duration* do título e do aumento da taxa de retorno. No caso, a *duration* dos títulos de 5 anos será igual a 4,5 e o pior aumento de juros em um mês, ao nível de 5%, é 0,38%, a pior perda esperada é igual a *duration* (4,5), multiplicada pelo valor da carteira em dólares (100MM), multiplicado pelo pior aumento da taxa de retorno em um mês (0,38%), que tem como resultado US\$ 1.7MM, demonstrando assim que o VaR está diretamente relacionado com ao conceito de *duration*, pelo parâmetro da volatilidade da taxa de retorno.

Valor em risco – *Value at risk*

Crise após crise, os estudos sobre risco têm crescido substancialmente. Ainda na década de 70 há registro do comportamento da volatilidade de variáveis financeiras. Durante os anos 80, deu-se o início das pesquisas que aplicavam práticas estatísticas na atividade financeira. Em 1994, JP Morgan divulgou o manual de análise de risco RiskMetricsTM: *Value-at-risk* (VaR), um método baseado em técnicas estatísticas que definem a perda máxima esperada em um determinado período de tempo, a um determinado intervalo de confiança.

A motivação para o uso do conceito do VaR é que este integra o risco de todo ativo/passivo em uma única medida numérica, resumindo o risco total, por exemplo, de um banco para acompanhamento por sua diretoria, a desvantagem ao se trabalhar com o VaR é que esta medida não é capaz de tratar o risco como um conceito multidimensional, exigindo simplificações. Além disso, segundo afirma Souza (1996), o que não pode ser esquecido é que o VaR é uma medida probabilística, não se referindo a magnitude das grandes perdas na carteira.

Um exemplo para análise do VaR é apresentado por Souza (1996). Para um investimento com VaR diário de R\$ 100.000, com um nível de significância de 5%, equivale a dizer que uma perda menor ou igual a R\$ 100.000 deve ser observada a cada 20 dias, ou ainda, que de cada 100 dias observados, apenas 5 deles devem ter perdas superiores a R\$ 100.000. Quanto ao período de tempo, o VaR pode se referir a diferentes horizontes de tempo, podendo ser calculado em bases semanais, mensais ou anuais. Contudo, neste caso, o VaR determinado será um VaR multiperíodo. Um exemplo desta situação seria a utilização de retornos diários para estimar um VaR semanal (5 dias ou um período).

Segundo Henney e *Keers* (1998), existem dois conceitos centrais de risco incorporado à métrica. São eles:

- A sensibilidade do portfólio sob as variações de preço, que reflete o quanto o portfólio está *hedgado* (quanto mais *hedgado* menos sensível às variações de preço);
- A volatilidade da curva de preços, que reflete a probabilidade de grandes variações nos preços.

Segundo o manual de análise de risco RiskMetricsTM, antes de calcular VaR, devem ser especificados três parâmetros: (a) o nível de confiança, (b) a previsão horizonte, e (c) moeda corrente básica. No cálculo do VaR, o horizonte costuma ser de 1 dia, os maiores horizontes giram em torno de dez dias a 1 mês. O documento técnico *LongRun* trata da necessidade de

um maior detalhamento na previsão do risco no horizonte de longo prazo, podendo assim trabalhar intervalos de 2 meses a 2 anos.

Segundo o RiskMetrics™ (1999) e Jorion (1999), o *Value-at-risk* (VaR) pode estar ligado a três análises classificadas por:

- VaR Relativo,
- VaR Marginal,
- VaR Incremental.

O VaR relativo mede o risco de baixa performance em relação ao índice pré-definido (como o Índice S&P 500) e a porcentagem do valor presente. Esta análise é pertinente a muitos investidores institucionais, inclusive aos gerentes de fundos mútuos, porque o desempenho deles é comparado freqüentemente a um ponto de referência designado.

Um exemplo prático seria um gerente de investimento de mercados emergentes que adota o J.P.Morgan EMBI+ index , como um ponto de referência de desempenho. Caso sua carteira de investimentos subisse 9% enquanto o EMBI+ index fosse valorizado em 10%, a performance inferior ao ponto de referência seria de 1%.

O relatório de risco deste gerente poderia mostrar o seguinte:

Portfólio	VaR%	Benchmark	VaR Relativo %
U.S. Equities	10	S&P 500 Index	3
Global Equities	11	MS EAFE Index	1
Global Fixed Income	5	JPM GBI+ Index	4
Total Portfólio	8	Global Index Custom	3

Tabela A.2 – Comparativo entre VaR e VaR Relativo (* 1-mês de horizonte, 99% de intervalo de confiança)

Por exemplo, para o portfólio de ações ordinárias, a pior perda a 99% de confiança é igual para 10% do valor de mercado atual do portfólio (i.e., 1% de probabilidade que perdas excedam 10% de valor de mercado), considerando que o pior caso de baixa performance mensal, relativo ao portfólio S&P 500 (ponto de referência), é 3% (i.e., 1% de probabilidade de baixa performance, o ponto de referência por 3% ou mais).

Este relatório revela diferenças importantes entre VaR e VaR relativo. Ações Global Equities têm o maior VaR (11%), mas considerando seu ponto de referência, o menor VaR relativo (1%).

Por outro lado, o portfólio da Global Fixed Income tem o menor VaR (5%), mas o maior VaR relativo (4%).

O VaR Marginal é útil para medir qual elemento do conjunto é o que mais contribui para o risco total, além de ajudar a responder qual elemento elimina ou reduz completamente risco efetivo.

O VaR marginal mede quanto risco acrescenta uma posição a um portfólio. Especificamente, VaR marginal mede quanto o portfólio mudaria o VaR se a posição fosse completamente afastada, (VaR com posição menos VaR sem posição). O VaR marginal pode ser calculado para o VaR absoluto e o VaR relativo. A tabela A.3 apresenta que o risco marginal poderia se revelar da seguinte forma:

Position	Market value MM	VaR MM	Marginal VaR, MM
Yahoo! Equity	\$ 25.1	\$ 0.9	\$ 0.5
10-anos Títulos do governo americano	\$ 98.2	\$ 0.8	\$ 0.6

Tabela A.3 – Comparativo entre VaR e VaR Marginal

Esta tabela A.3 mostra que, embora as ações do Yahoo! tenham o maior VaR (USD\$ 0.9 milhão), sua contribuição para o portfólio VaR é menor que a contribuição dos Títulos (USD\$ 0.5 milhão). Frequentemente, as maiores posições de risco não são as maiores contribuintes de risco. Isto é especialmente verdade para ativos que têm um VaR marginal negativo. VaR marginal é útil na análise de como cada elemento contribui na composição do risco do portfólio, podendo ajudar a responder a pergunta, de qual posição é capaz de eliminar ou reduzir o risco efetivamente.

Já para o VaR Incremental, um aspecto importante do VaR é seu poder de identificar qual ativo, variável, ou combinação mais contribui para o risco total. Com estas informações, os gestores podem alterar as posições para modificar seu VaR mais eficientemente. Como os VaR's individuais não são suficientes para esta finalidade, a volatilidade mede a incerteza do retorno de um ativo, visto de forma isolada. Mas o que importa é a colaboração que cada ativo oferece ao risco total de uma carteira.

O VaR incremental tem relação próxima ao VaR marginal. No VaR marginal mede-se a diferença do risco de um portfólio provocada pela adição ou remoção de uma posição inteira, considerando que as medidas de VaR incremental medem o impacto de trocas de pesagem de posição. Então, VaR com incremento pode ser entendido como a contribuição em porcentagem de cada ativo. Um dos usos mais comuns para VaR incremental é para gerar

relatórios da contribuição da porcentagem em risco de cada ativo e identificar os melhores candidatos para redução de risco gradual.

Nos estudos de Jorion (1999), apresenta-se que o Fator beta (β) mede a contribuição de um ativo ao risco total da carteira, também conhecido por risco sistemático do ativo i , relativo à carteira p , dado na fórmula A.3.

$$\beta = \frac{\sum \omega}{(\omega' \sum \omega)} \quad (\text{A.3})$$

O risco beta é a base para o trabalho, desenvolvido por Sharpe em 1964, sobre a precificação de ativos, em que o prêmio pelo risco deve depender deste valor. A medida β também é útil na decomposição do VaR de uma carteira em fontes de risco. Pode-se expandir a variância, mostrando-se que a variância de uma carteira pode ser decomposta numa soma de componentes, cada qual relativo a um ativo i .

$$VaR = VaR \left(\sum_{i=1}^N \omega_i \beta_{ii} \right) = VaR_1 + VaR_2 + \dots \quad (\text{A.4})$$

Assim o VaR total foi decomposto em medidas incrementais e o risco passa a ser visto como um todo em relação ao portfólio, não isoladamente. No gráfico A.2 temos a relação do VaR com o VaR incremental, mostrando claramente que o incremento não tem relação direta com o VaR.

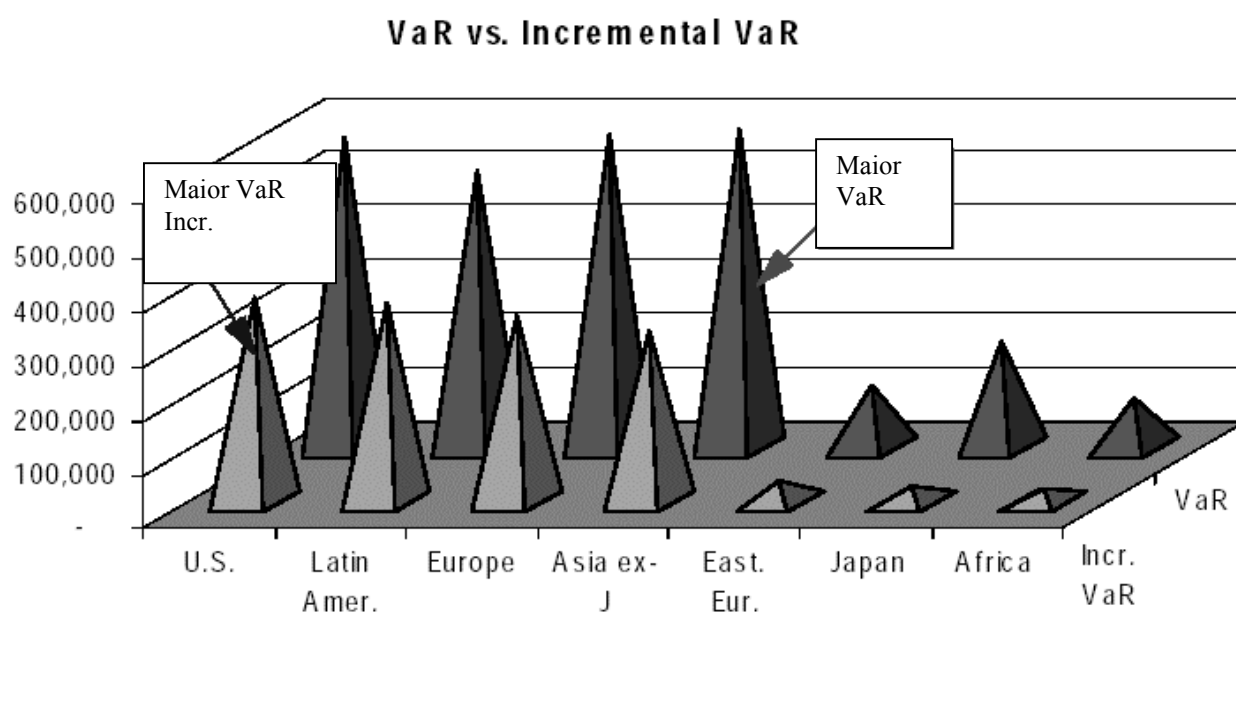


Gráfico A.2 – Comparativo VaR com VaR Incremental

Contribuição ao Risco	Valor presente	VaR	VaR Marginal	VaR Incremental	Contribuição ao Risco
E.U.A	71.774.216	574.194	222.075	378.341	25%
América Latina	10.258.887	512.944	220.114	369.626	25%
Europa	64.600.480	581.404	204.358	343.237	23%
Ásia (-) Japão	12.693.840	589.734	196.046	317.346	21%
Leste Europeu	1.984.860	116.932	31.050	40.322.	3%
Japão	19.569.450	195.694	48.012	30.068	2%
África	4.669.370	93.387	24.423	24.163	2%
Diversos Beneficiários		(1.161.186)			
Total	185.515.103	1.503.103		1.503.103	100%

Fonte: Manual de Risco JP Morgan (1999)

Tabela A.4 - Comparativo VaR com VaR Incremental

O manual traz ainda as possíveis análises que se poderia fazer sobre a tabela e o gráfico A-2 apresentados.

Comentários:

- Mesmo que a Ásia (-) Japão apresente o maior valor de VaR (589.734), é o quarto na contribuição ao risco com 21 %, perdendo para EUA, América Latina, e Europa; portanto o gestor que queira minimizar o risco deve fazer hedge dos três elementos citados.
 - O VaR calculado tem intervalo de confiança de 95 % e se refere a 1 dia de movimentação no mercado acionário.
 - O VaR Marginal é a diferença que o ativo gera no total do portfólio de VaR quando o ativo está fora do portfólio.
 - O VaR Incremental é a diferença, no resultado do VaR, quando o ativo é aumentado em uma pequena quantidade, considerando sua participação (peso) no portfólio. Em síntese, todos os VaR's Incremental somados são a diversificação do VaR.
- O diverso beneficiário é igual à diferença (total) VaR menos a soma dos VaR's individuais. Esta métrica define a redução do risco obtida com a diversificação (I.E, correlação acima de 1) entre as categorias de risco.

Ferramentas para aplicação da métrica - Valor em risco

Não existe um consenso sobre o número de abordagens para a aplicação da métrica VaR. Para Dowd (1998), os modelos de VaR podem ser classificados em quatro tipos : Variância e Covariância, Simulação Histórica, Simulação de Monte Carlo e os Testes de Stress. Já o documento do RiskMetricsTM divide em dois tipos básicos: o de simulação (histórica e de Monte Carlo) e os analíticos. Já para Jorion (1999), a classificação correta divide-se em dois tipos básicos: o Delta normal, que contempla a Variância – Covariância e o *Full-valuation* (reavaliação completa da carteira de investimento para cada cenário estudado) e o de Simulações abrangendo Simulação de Monte Carlo, Simulação Histórica e Teste de Stress.

A RiskMetricsTM descreve as metodologias para cálculo do VaR da seguinte forma:

- Métodos Analíticos - utilizam métodos estatísticos padronizados para calcular as variações no valor do portfólio atual. Para isso, necessitam considerar várias premissas dos fatores de mercado. Os parâmetros dos modelos são retirados de dados históricos.
- Método Histórico - verifica-se as variações ocorridas nos fatores de mercado i em período histórico definido e aplicam-se essas variações no portfólio atual levando em consideração o horizonte de tempo escolhido.

- Método de Simulação de Monte Carlo - ao invés de verificar as variações ocorridas nos fatores de mercado em período histórico, define-se as distribuições e seus respectivos parâmetros para as variações dos fatores de mercado. Define-se, também, a correlação existente entre esses fatores, normalmente tirada de dados históricos. Em seguida, simulam-se várias observações das possíveis variações dos fatores de mercado, verificando seus impactos no valor do portfólio atual.

Jorion (1999), complementa estas definições com o conceito de teste de stress, que segundo o autor, é uma ferramenta capaz de examinar o efeito sobre um portfólio de oscilações críticas, porém hipotéticas sobre as principais variáveis do modelo. O método consiste na especificação, de forma subjetiva, de cenários de interesse, com o objetivo de avaliar mudanças no valor do portfólio. Por se tratar de um método subjetivo, o rigor científico é falho, mas isso não invalida sua aplicação, principalmente se assessorada por especialistas. Portanto esta abordagem deve ser considerada uma ferramenta complementar de aplicação do VaR.

A tabela A.5 apresenta as três metodologias classificadas pela RiskMetrics™, com as respectivas descrições e aplicações. Evidentemente, cada metodologia apresenta suas peculiaridades, tornando-as mais aplicáveis para determinados casos. Por exemplo, caso se deseje determinar o VaR para ativos que apresentam um comportamento não linear, como o investimento em opções, a metodologia mais indicada é o Método de Monte Carlo. Já a tabela A.6 apresenta um comparativo entre cada uma das metodologias, destacando as vantagens e desvantagens.

Metodologia	Descrição	Aplicação
Paramétrico	VaR é calculado a partir de equação matemática com m parâmetros como volatilidade, variação.	Comum a ativos lineares, mas pouco recomendado a ativos não lineares.
Simulação de Monte Carlo	Estimativa de VaR a partir da simulação aleatória de cenários e reavaliação do portfólio.	Apropriado a todos os tipos de instrumento (lineares e não lineares).
Simulação Histórica	Estima VaR com os dados históricos, parte do presente e se adapta a cada mudança de mercado.	

Fonte:(JP MORGAN, 1999).

Tabela A.5 – Descrição e aplicação das metodologias para determinação do VaR

Metodologia	Vantagem	Desvantagem
Paramétrico	Rápido e de cálculo simples Não há necessidade de dados históricos extensos (só volatilidade e correlação).	Não é aplicável a portfólio não linear.
Simulação de Monte Carlo	Aplicada para todos os instrumentos. Permite uso de várias distribuições (a que melhor representa os dados). Não tem necessidade de dados históricos extensos.	Computacional intensivo e demorado. Quantifica risco somente quando usados dados de mercado e distribuições apropriadas.
Simulação Histórica	Aplicada para todos os instrumentos. Mais rápido SMC(< quantidade de cenários)	Precisa de longa base de dados. Dados podem ser irrelevantes. Dificuldade de prever longo prazo. Computacional intensivo e demorado (- SMC) comum a altos níveis de confiança (99%).

Fonte:JP MORGAN, 1999.

Tabela A.6 - Comparação entre as metodologias para a determinação do VaR

Todas as metodologias têm vantagens e desvantagens e seus usos são indicados, principalmente, em função dos ativos que compõem o *portfólio*. A definição do VaR já apresentada é bem geral e as variações entre os diversos modelos de estimação do valor em risco se darão através de como é especificado o cálculo da probabilidade. A seguir, encontra-se a definição e descrição dos processos de aplicação do método analítico e de simulação histórica e de Monte Carlo.

Método analítico (Variância /covariância)

O método analítico pode ser considerado como derivado da teoria de portfólios. O modelo pressupõe que os retornos de todos os ativos sejam normalmente distribuídos. Considerando que o retorno de um portfólio é a resultante da combinação linear de variáveis normais, ele também é normalmente distribuído, podendo ser representado pela equação A.5:

$$VaR_{\text{portfólio}} = \sqrt{\overrightarrow{VaR} * R * \overrightarrow{VaR}^t} \quad (\text{A.5})$$

Onde:

$\overrightarrow{VaR} = (VaR_1 + VaR_2 + VaR_3 \dots VaR_n)$, n é o número de ativos do portfólio;

$$\mathbf{R} = \begin{Bmatrix} 1 & \alpha_{21} & \dots & \alpha_{n1} \\ \alpha_{12} & 1 & \dots & \alpha_{n2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{1n} & \alpha_{2n} & \dots & 1 \end{Bmatrix}, \text{ matriz de correlação dos ativos.}$$

Embora pareça simples a aplicação da matriz, o nível de complexidade aumenta à medida que o horizonte de vencimento dos ativos é alongado, por exemplo, um portfólio com vencimento distribuído no horizonte de 300 dias geraria uma matriz de 300 por 300, ou seja, acabaria dificultando o cálculo.

A solução adotada neste caso é o mapeamento do fluxo de caixa, que consiste no agrupamento dos fluxos em vértices básicos, obtendo um reduzido número de vértices e facilitando a construção da matriz de correlação. Segundo Sain (2001), existe mais de um modelo de Variância / Covariância, uma vez que os estudos realizados foram desenvolvidos no mercado financeiro brasileiro, o mais conveniente é dominar o modelo do Banco Central Brasileiro (BCB).

No modelo analisado, a alocação dos fluxos de caixa nos vértices obedece a uma relação linear entre os prazos dos vértices e dos fluxos. Os vértices, segundo o BCB são de 21, 42, 63, 126, 252, 504 e 756 dias úteis. Os fluxos com prazo coincidente aos vértices devem ter seus valores de mercado nos vértices correspondentes. No caso de fluxo de caixa inferior a 21 dias úteis, deve ter a fração $T/21$ de seu valor de mercado alocado no vértice do 21º dia, ao passo que T corresponde ao prazo do fluxo. Os fluxos com prazo superior a 756 dias úteis devem ter a fração $T/756$ de seu valor de mercado alocado no vértice de 756 dias úteis. Os demais fluxos de caixa devem ter seus valores de mercado alocado de acordo com os critérios descritos nas equações A.6 e A.7:

$$\text{Valor alocado no vértice anterior} = \frac{P_j - T}{P_j - P_{j-1}} * VM \quad (\text{A.6})$$

$$\text{Valor alocado no vértice posterior} = \frac{T - P_{j-1}}{P_j - P_{j-1}} * VM \quad (A.7)$$

Onde:

T = prazo do fluxo de caixa;

P_j = prazo do vértice imediatamente posterior;

P_{j-1} = prazo do vértice imediatamente anterior;

VM = valor de mercado de fluxo.

Quanto à volatilidade e correlação, os cálculos são divulgados diariamente pelo BCB, cabe ao analista a ponderação da mesma pelo prazo. O cálculo da volatilidade diária deve utilizar o modelo EWMA, utilizando os fatores de decaimento de 0,85 e 0,94. O máximo das volatilidades diárias corresponde à volatilidade padrão divulgada pelo BCB.

O VaR de cada vértice i é dado por (A.8):

$$VaR_i = 2,33 * \frac{P_i}{252} * \sigma_i * VM_i * \sqrt{10} \quad (A.8)$$

Onde:

P_i = o prazo em dias úteis do vértice;

σ_i = volatilidade padrão

VM_i = somatório das parcelas dos valores de mercado alocados nos vértices i

O valor de 2,33 representa o número de desvios padrões associados ao intervalo de confiança utilizado (99% do intervalo adotado pelo BCB), o 10 corresponde ao todo o período do BCB. Quanto à correlação entre cada vértice i e j para o cálculo do VaR padrão é o resultado da equação A.9:

$$\rho_{i,j} = \rho + (1 - \rho) \left(\frac{\max(p_i, P_j)}{\min(P_i, P_j)} \right)^k \quad (A.9)$$

Onde:

P_i e P_j = Correspondem aos prazos dos vértices,

ρ = parâmetro-base para cálculo das correlações divulgado pelo BCB no último dia útil de cada mês ou a qualquer momento,

K = fator de decaimento da correlação divulgado pelo BCB no último dia útil de cada mês ou a qualquer momento.

Jorion (1999), apresenta um fluxograma que descreve a aplicação do método analítico representado na figura A.1:

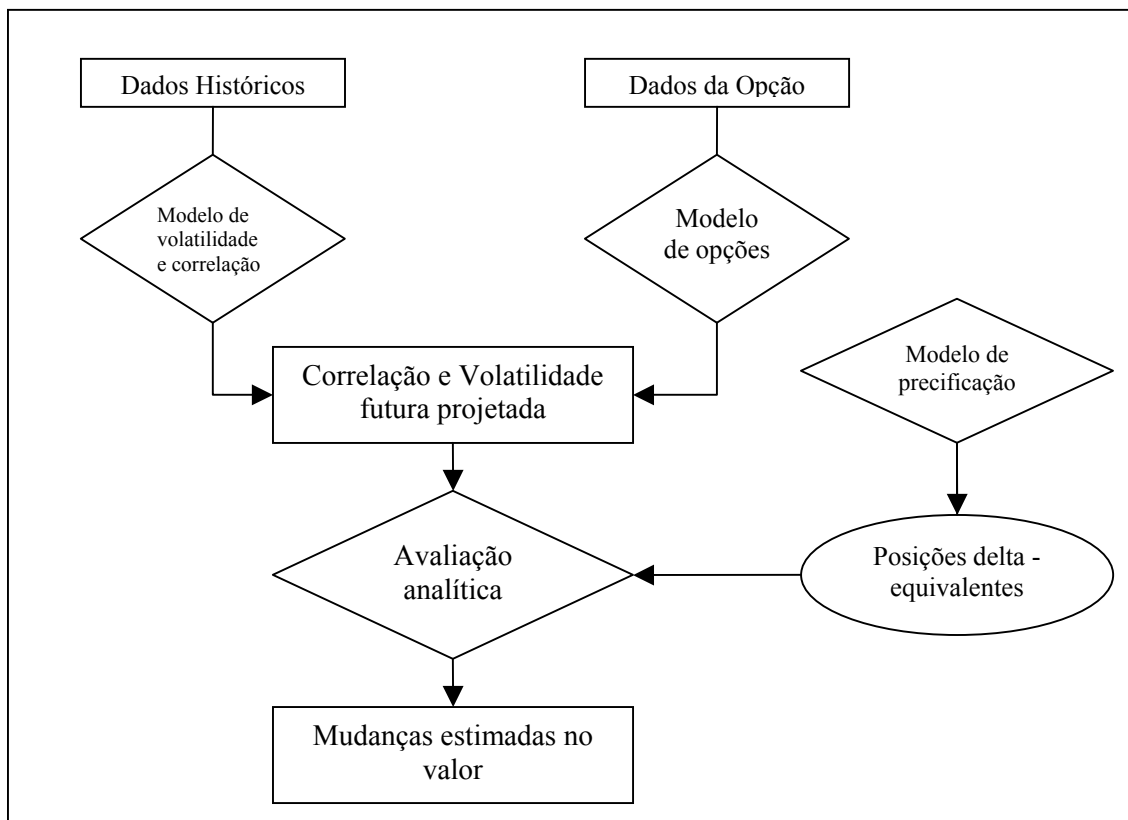


Figura A.1 – Representação do Método Analítico (Fonte: JORION, 1999).

Simulação histórica

Segundo o manual técnico da JP Morgan (1999), os modelos estatísticos de medida de risco, VaR, permitem uma avaliação objetiva e independente de quanto o risco pode atingir. Para o banco Chase, a metodologia de simulação histórica permitiu uma medida consistente e compatível do risco por investimento e de carteiras de ativos independente do nível de agregação. A Simulação Histórica também torna fácil o exame do VaR em cada parte do segmento de um investimento e para verificar qual a contribuição de cada segmento para o risco total. O cálculo do VaR é executado para todo o portfólio e todos os recursos do mercado expostos a risco.

Segundo Alexander (2001), a idéia básica da simulação histórica é, com base na distribuição histórica dos retornos, calcular o VaR assumindo os pesos atuais dos ativos contidos no

portfólio de modo que o peso não variasse no decorrer do tempo. O modelo não considera os movimentos de volatilidade e correlação das variáveis analisadas, esta é, portanto, uma das principais diferenças do método em relação aos métodos analíticos. O método considera estes valores (correlação e volatilidade) conforme o representado nos cenários traçados pelos dados históricos. O autor, ao falar sobre a base de dados ideal, avalia que esta deva ter abrangência de três a cinco anos, com valores diários para uma representação coerente da realidade. Segundo Sain (2001), a construção destes cenários é obtida a partir dos retornos passados aplicados à estrutura temporal de taxa de juros diária. O cálculo está representado pela equação A.10:

$$fd_{j,t} = fd_j * \exp(r_{j,t}) \quad (A.10)$$

Onde:

$fd_{j,t}$ = fator de desconto de prazo j e cenário t;

fd_j = fator de desconto real (atual) de prazo j;

$r_{j,t}$ = retorno para prazo j e cenário t.

O resultado dos cenários do portfólio é obtido pela equação A.11:

$$R_t = \sum_{j=1}^j (fd_{jt} * FC_j) - MTM_{portfólio} \quad (A.11)$$

Onde:

R_t = resultado caso ocorra o resultado t;

FC_t = fluxo de caixa de prazo j;

MTM = valor de mercado da carteira obtido pela estrutura temporal (base diária).

A pesquisa de Jorion (1999) e Alexander (2001), representa o cálculo do VaR de maneira mais simplificada, embora siga os mesmo critérios. A equação A.12 apresenta o cálculo:

$$VaR_{diario,\tau} = \sum_{i=1}^N (\omega_i * P_t) R_{i\tau} \quad (A.12)$$

Onde:

VaR diário = valor em risco do portfólio;

ω = peso do ativo no portfólio;

P_t = preço do ativo no cenário τ ;

R = retorno do ativo i para o cenário τ , sendo que $\tau = 1... t$.

A figura A.2 apresenta o fluxo do método Simulação Histórica:

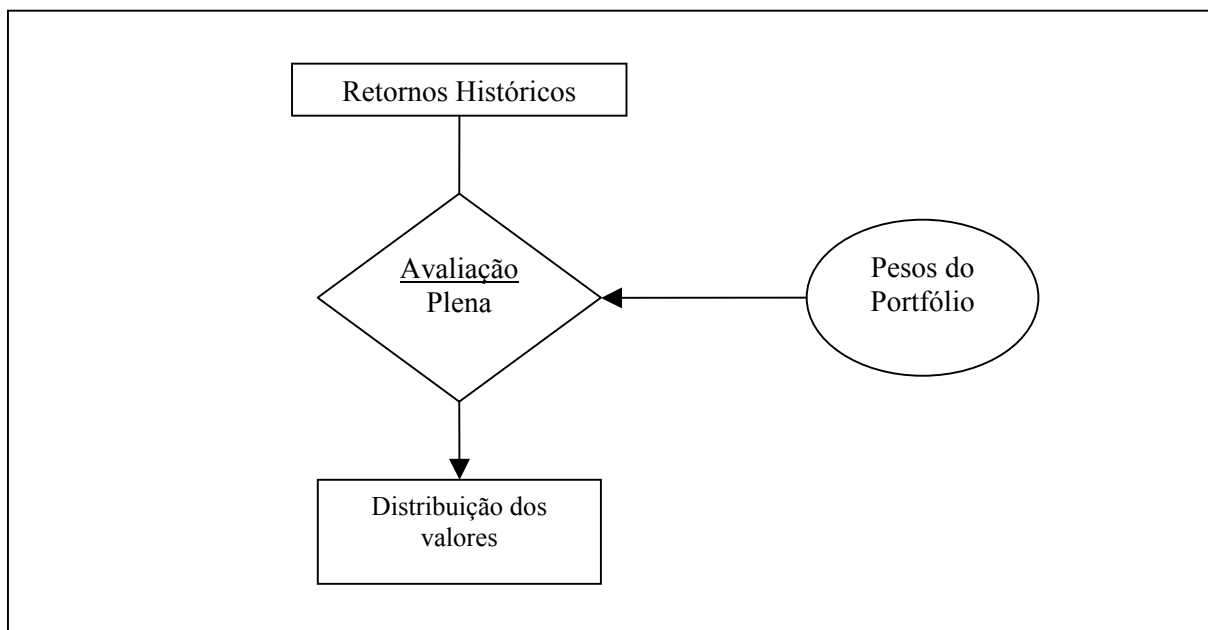


Figura A.2 – Representação do Método Simulação Histórica (Fonte: JORION, 1999)

Simulação de Monte Carlo

O desenvolvimento sistemático do método Simulação de Monte Carlo (SMC) ocorreu por volta de 1944, durante a Segunda Guerra Mundial, sendo utilizado como ferramenta de pesquisa no Projeto *Manhattan* para a construção da bomba atômica. Tinha como propósito chegar a soluções aproximadas de problemas referentes à difusão randômica de nêutrons no material nuclear através de simulações. Entretanto, existem alguns registros isolados de experiências realizadas utilizando a aleatoriedade em datas anteriores a esta (OLIVEIRA *et al*, 2003).

Os primeiros estudos envolvendo Simulação de Monte Carlo e avaliação de investimentos de capital foram feitos, segundo Cardoso (2000), por David B. Hertz e publicados em um artigo na revista *Harvard Business Review* em 1974. O método utilizado por Hertz para a geração de cenários, durante a simulação, é pseudo-randômica, ou seja, não é totalmente aleatório, pois existem restrições quanto à aleatoriedade (GROENEDAAL & KLEIJNEN, 1997).

Podemos afirmar que a SMC consiste em uma técnica que determina a possível distribuição dos resultados de um processo a partir de valores selecionados randomicamente das variáveis de entrada aplicados a um processo estocástico. Geralmente, as variáveis de entrada representam as variáveis de decisão ou opções que os gerentes têm a mão para verificar determinado resultado (NATER, 1995).

Para Costa e Azevedo (1996):

O método de Monte Carlo é uma técnica de amostragem artificial empregada para operar numericamente sistemas complexos que tenham componentes aleatórios.(...).

Essa metodologia, incorporada aos 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 poderá ser analisado estatisticamente e fornecer resultados em termos de probabilidade. Essas informações serão úteis na avaliação da dispersão total das previsões 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.

Conforme Duarte Jr. (1997):

A utilização da simulação de Monte Carlo ocupa um espaço cada vez maior no mercado financeiro. O uso dessa técnica estatística já é uma realidade em gerenciamento de risco, estruturação de carteiras ótimas de investimento, precificação e hedge de derivativos etc. No campo da matemática aplicada, a simulação de Monte Carlo é usada para a solução de sistemas não lineares, busca de uma solução ótima para problemas de engenharia e economia, estimação de parâmetros de modelos estatísticos / econométricos etc.

A geração “randômica” isenta os números de uma inclinação mais otimista ou pessimista do autor da projeção. Cada geração de novos valores corresponde a um evento ou cenário provável que é inserido em uma distribuição de probabilidade. A distribuição dos eventos possibilita a avaliação da probabilidade de ocorrência de cada evento, através de medidas de estatística descritiva (BRUNI *et al.*, 1998).

O correto estabelecimento das relações causais entre as variáveis independentes (causas) sobre as variáveis dependentes (efeitos) é o objetivo da pesquisa científica.

Segundo Molak (1997), na análise de risco, a utilização do método de Monte Carlo requer a passagem pelas seguintes etapas: confecção do *design* do modelo de análise de risco, definição da distribuição das incertezas do problema analisado, modelagem da dependência entre as incertezas do modelo e, finalmente, a apresentação e interpretação dos resultados obtidos.

Os recursos computacionais disponíveis atualmente permitem que esse método seja facilmente utilizado e seus resultados sejam apresentados de várias formas, inclusive graficamente. Existem vários softwares específicos ou mesmo as planilhas eletrônicas disponíveis no mercado que possibilitam sua implementação nas projeções financeiras. Uma vez gerados os valores para as variáveis independentes, pode-se automaticamente calcular os valores das variáveis dependentes através das relações percentuais firmadas entre elas.

Ao final de todas as iterações, está criada uma série de resultados (cenários). Quanto maior o número de iterações, mais essa distribuição deve se aproximar de uma distribuição de probabilidade normal ou em forma de sino. A partir desta distribuição, pode-se aplicar a medida de concentração estatística *média* e a medida de dispersão *desvio padrão*. Através do Teorema Central do Limite, pode-se concluir que se forem gerados muitos números aleatórios, os valores amostrais tendem para uma distribuição normal, mesmo tendo os valores populacionais uma distribuição não normal. Geralmente, este procedimento não é aprovado por alguns autores, pois se introduz um erro na estimativa, ao se aproximar os dados de uma população não normal para normal.

Segundo HENNEY & KERS (1998), Jorion (1999), e Alexander (2001), a SMC é o mais robusto dos métodos de aplicação de VaR. A aplicação da ferramenta deve ser dividida em fases. Na primeira, o administrador de risco define o processo estocástico para as variáveis assim como os parâmetros do processo (correlação e volatilidade com base no histórico e nos dados de opções). Na fase seguinte são simuladas as trajetórias para o horizonte definido, conforme já descrito anteriormente. Com os dados destas pseudo-realizações (cenários criados), constrói-se a distribuição dos retornos e a partir da qual o VaR está representado. O método está resumido na figura A. 3.

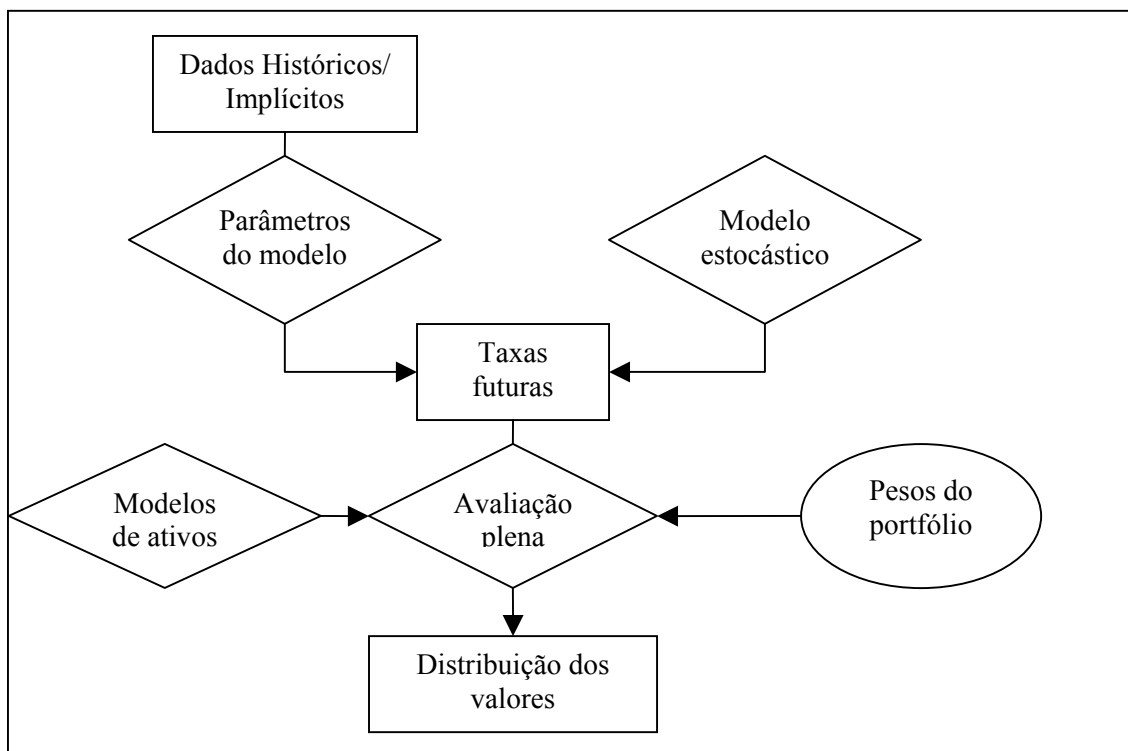


Figura A.3 – Representação do Método Simulação Monte Carlo (Fonte: JORION, 1999)

Especialistas destacam que o maior empecilho para aplicação do Método Monte Carlo é o custo em termos de infra-estrutura e pessoal especializado, seguido pelo elevado risco de modelo (JORION, 1999 e ALEXANDER, 2001). Jorion (1999), ressalta que os algoritmos devem ser capazes de gerar séries que passem por testes de independência convencional.

Considerações sobre a aplicação da métrica VaR

Alguns autores afirmam que não existe um “livro de receitas” capaz de abranger todas as nuances da aplicação do VaR e afirmam que trata-se de uma ferramenta eminentemente financeira que valoriza o ativo.

Na aplicação do VaR em análises de empresas não financeiras, comprovou-se ao longo do tempo que a ferramenta apresentava resultados imperfeitos e na busca por uma boa métrica do risco, recomenda-se a utilização do *Earnings-at-Risk* (EaR - que seria o ganho em risco), *Earnings-Per-Share-at-Risk* (EPSaR - ganho por ação em risco), e o *Cash-Flow-at-Risk* (CFaR - fluxo de caixa em risco) (J.P Morgan, 1999). Estas ferramentas trabalham com informações do fluxo de caixa e requer um envolvimento do analista com o objeto de estudo.

A revisão bibliográfica apresentada evidencia algumas características da métrica, tais como:

- A ferramenta tem forte desenvolvimento estatístico o que requer pessoal capacitado para a aplicação obter resultados significativos.

- As bases de dados utilizadas para aplicação devem ser confiáveis e de alta frequência.
- A ferramenta é de uso indiscriminado no setor bancário, muito utilizada na avaliação dos riscos de portfólio de contratos e ações.
- O método histórico necessita de modelos de precificação para certos instrumentos financeiros, tornando sua implementação e cálculo um pouco mais difíceis. Porém, os resultados são precisos mesmo utilizando ativos não lineares, como é o caso de derivativos. Entre suas principais desvantagens estão a premissa de que o comportamento dos fatores de mercado irão se repetir no futuro, da mesma forma que no período histórico considerado, não permite a realização de análises de sensibilidade; os dados históricos não são suficientemente consistentes para representar a distribuição dos fatores de risco e por fim as pesquisas de Eydeland e Wolyniec, (2003) desaconselham a aplicação deste método para o mercado de energia. Sendo esta a mesma percepção de Henney & Keers (1998) na aplicação do VaR ao setor energético.
- Os métodos analíticos são de fácil implementação e o seu cálculo é bem rápido. Porém, os resultados são bastante imprecisos, caso o portfólio contenha quantidades significativas de ativos não lineares, como por exemplo, opções. Assim, costuma-se não recomendar o uso desse método para portfólio de energia.
- O método de simulação de Monte Carlo não se prende tão fortemente à premissa acima, de que o comportamento futuro irá repetir o passado, é preciso e permite a realização de análises de sensibilidade. Porém, seus cálculos são mais lentos já que necessitam simular milhares de observações até chegar aos resultados, dependendo do tipo de amostragem utilizada na geração de cenários (SALIBY e PACHECO, 2002). Por ser um método computacionalmente intensivo, sua implementação é mais difícil e cara. Além disso, pode-se usar modelos estocásticos para prever o comportamento dos fatores de mercado, tornando sua implementação ainda mais complexa. Apesar disso, o método Simulação de Monte Carlo é considerado o mais robusto e o mais poderoso para o cálculo do value-at-risk, pois contempla uma grande variedade de riscos financeiros (Jorion, 1999). Todas as variáveis dos modelos podem ser tratadas como probabilísticas, caso isto venha a ser de interesse.
- Na pesquisa de Alexander (2001), e no documento técnico da JP Morgan (1999) outras críticas são levantadas sobre a aplicação da ferramenta VaR, como por exemplo, é sabido que para se obter uma métrica coerente de risco ρ , define cada perda X de uma medida e risco $\rho(X)$ capaz de atender a todas as condições:
 - a. Risco é monótono: se $X \geq Y$ então $\rho(X) \geq \rho(Y)$;

- b. Risco é homogêneo: $\rho(tX) = t \rho(X)$ se $t > 0$,
 - c. Risco livre de condição: $\rho(X+n r) = \rho(X)-n$, em que r é a taxa livre de risco e
 - d. Risco é sub-adicionado: $\rho(X+Y) \leq \rho(X)+ \rho(Y)$,
- Segundo os autores, a métrica VaR nem sempre é capaz de atender o quesito de subadição, fato que compromete a avaliação da diversificação da carteira.
 - Outras desvantagens também são levantadas sobre a métrica que está na incapacidade de tratar de forma diferenciada a liquidez dos ativos, além de só trabalhar com um pequeno horizonte de tempo em condições normais de mercado.
 - Não foi encontrada nenhuma pesquisa que apresente a aplicação da ferramenta para análise de risco no setor elétrico brasileiro que permita a replicação do caso.
 - Segundo Henney & Kers (1998), a maioria dos mercados de energia pode ser classificada como imaturos, ou seja, estão frequentemente sujeitos à mudança estrutural como parte de um processo contínuo de liberalização e, em alguns lugares, são afetados através de intervenção política, o que dificulta a aplicação de ferramentas puramente estatísticas para análise de risco.
 - Segundo Jameson (1999) e Eydeland & Wolyniec (2003), as ferramentas utilizadas para a modelagem de risco no setor elétrico têm forte relação com a maturidade do mercado de comercialização de energia. O mercado brasileiro se encontra em processo de subdesenvolvimento, caracterizado pela impossibilidade de se encontrar mecanismos de derivativos, referência para formação de preço e liquidez, fato que não permite a marcação de mercado. Portanto a aplicação do VaR em um portfólio de contratos não é recomendada. Uma opção sugerida é a adaptação do conceito Cash-Flow-at-Risk (CFaR). Os autores destacam a importância de compreender que a gestão de risco não pode se prender a uma data e as empresas de energia não podem, assim como os bancos, trabalhar com o VaR como a única métrica que mede sua exposição ao risco. No caso das empresas de energia o foco da aplicação está em como proteger seu fluxo maximizando o valor presente total do portfólio.
 - A ferramenta exige adaptações e alguns cuidados, como mapear os fatores de risco relacionados aos contratos estabelecidos e a capacidade de geração em um mesmo modelo.
 - Embora pareça fácil a modelagem, a flexibilização dos contratos incorpora riscos e dificulta a apuração do risco total do modelo.

- O VaR tradicional mede o risco em ambientes estáveis , onde a distribuição dos preços futuros reflete os movimentos históricos. A aplicação do VaR tradicional implica em desafios específicos para os portfólios de energia, tais como:
 - a. Os dados históricos de preços, sazonalidade, a falta de liquidez e saltos sazonais nos contratos de longo prazo;
 - b. A suposição de que os preços são normalmente distribuídos;
 - c. Instabilidade na volatilidade e correlação no decorrer do tempo;
 - d. Ocorrência de eventos programados ou não;
 - e. Mudança de paradigma em mercados emergentes.
 - f. A inconsistência de dados que fica mais complexa devido à falta de liquidez e ao risco inerentes no mercado de eletricidade. Mesmo se a volatilidade de preço pudesse ser capturada ponto a ponto, os preços de forwards / futuros, citados no mercado, estão baseado no preço de sistema que é uma média de todos os pontos. No mercado nórdico, os dados históricos sofrem influência de eventos habituais e eventos irregulares. Fatos recentes como um ano de secas, inundações na primavera, problemas com a energia nuclear e declarações políticas influenciam os níveis de preços. O cálculo do risco de preço depende da modelagem dos fatores considerados ou excluídos. Como o mercado de energia está repleto de eventos rotineiros e imprevisíveis, faz-se necessário uma definição clara dos fatores de risco a ser incorporada no modelo.
 - Pode-se afirmar que consolidar todo o risco de uma empresa em um único número é uma falácia, mas não se nega, contudo, que o VaR seja capaz de representar o risco econômico de um contrato ou de um novo empreendimento, além de ser útil em relatórios e apresentações destinadas a acionistas e a conselhos administrativos como referência de valor de perda.
 - Cada unidade de negócio de uma empresa de energia (geradoras, comercializadoras e distribuidoras) deve calcular um VaR próprio, não devendo avaliar o risco em um único indicador de forma tão resumida. A avaliação dos riscos deve ser feita com apoio de outras métricas complementares, como:
 - a. VaR tradicional e simulação histórica,
 - b. Teste de stress,
 - c. Análise de sensibilidade de cada uma dos elementos de risco detectados.
- (JAMESON,1999)

Apresentados estes pontos, fica claro o porque da proposta inicial desta pesquisa não obteve sucesso na aplicação do VaR em uma empresa de distribuição. Fica, no entanto, registrado que a impossibilidade da proposta se deu pela dificuldade de obter uma frequência de dados para a manipulação da simulação, o que não invalida novas tentativas de aplicação da ferramenta em mercados maduros com acesso à frequência necessária de dados reais. A aplicação da ferramenta VaR traz uma série de benefícios, como por exemplo:

- No início do processo de gestão de risco a empresa passa a compreender sua real situação de risco;
- Aumenta o entendimento do conceito de VaR, dos cálculos envolvidos e das mudanças de comportamento;
- Ajuda a identificar a volatilidade e correlação de uma série de dados;
- Auxilia os gerentes a entenderem como usar o VaR no desenvolvimento de *benchmarks*, além de ser uma ferramenta para indicar alocação do risco de capital.

Lista da regulamentação consultada

Leis

Lei nº. 5.899 de 1973
Lei n.º 7.990 de 1989
Lei nº. 8.001, de 1990
Lei nº. 9.427 de 1996
Leis nº. 9.433 de 1997
Lei nº 9.648 de 1998
Leis nº9.984 de 2000
Leis nº9.993 de 2000
Lei nº. 10.438 de 2002
Lei nº.10.762 de 2003
Lei n.º 10.848 de 2004

Portarias

Portaria Interministerial nº. 25 de 2002
Portaria Interministerial nº.116 de 2003
Portaria Interministerial nº. 361 de 2004
Portaria n.º 452, de 2005

Decretos

Decreto nº 3.739 de 2001
Decreto nº 4.541 de 2002
Decreto nº. 4.550 de 2002
Decreto nº. 5.025 de 2004
Decreto nº. 5.287 de 2004
Decreto nº. 5.163 de 2004

Resoluções

Resolução n.º 281 de 1999
Resolução nº. 350 de 1999
Resolução nº. 491 de 2001
Resolução nº.492 de 2001
Resolução nº.493 de 2001
Resolução nº.494 de 2001
Resolução nº 495 de 2001
Resolução nº.089 de 2002
Resolução nº.358 de 2002
Resolução nº. 570 de 2002
Resolução nº. 803 de 2002
Resolução nº. 184 de 2003

Resolução n.º.307 de 2003
Resolução n.º. 677 de 2003
Resolução n.º 67 de 2004
Resolução n.º 68 de 2004
Resolução n.º 117 de 2004
Resolução n.º 127 de 2004
Resolução Normativa n.º129 de 2004
Resolução Normativa n.º 173 de 2005
Resolução Normativa n.º 189 de 2005
Resolução homologatória n.º 250 de 2005

Despachos

Despachos n.º. 385 de 2003
Despachos n.º. 493 de 2003
Despachos n.º.589 de 2003
Despachos n.º.716 de 2003
Despachos n.º.827 de 2003
Despachos n.º.933 de 2003
Despachos n.º.993 de 2003
Despachos n.º.076 de 2004
Despachos n.º.136 de 2004
Despachos n.º.278 de 2004
Despachos n.º.370 de 2004
Despachos n.º.453 de 2004
Despachos n.º.539 de 2004

Artigos escritos durante a elaboração desta dissertação

Neste anexo estão relacionados os artigos publicados decorrentes do curso de mestrado de engenharia de produção. Os artigos completos podem ser obtidos com o autor, através do email: Mariana.galhardo@gmail.com

XI Simpósio de Administração da Produção, Logística e Operações Internacionais – SIMPOI

ANÁLISE DE INDICADORES DE DESEMPENHO EM INSTITUIÇÃO DE ENSINO

Área temática: Planejamento estratégico

Resumo: *Este artigo descreve a importância do estabelecimento de um plano estratégico e seus elementos básicos, para instituições de ensino privado. Posteriormente fundamentado na teoria do Balanced Scorecard (BSC), propõe-se o desenvolvimento dos indicadores estratégicos e sua socialização através do estabelecimento de um mapa estratégico. Através de uma pesquisa-ação em uma instituição privada de ensino fundamental se avalia a teoria descrita. Os resultados sugerem a validade de se estabelecer um plano estratégico e sua posterior socialização na instituição avaliada. A instituição passou a divulgar de forma clara e objetiva suas estratégias, levando seus colaboradores a se integrarem nas estratégias da organização.*

XI CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS

Verificação de mudanças no sistema abc após a simulação e otimização de uma célula de manufatura

Área temática: Novas Tendências Aplicadas na Gestão de Custos

Resumo. *O presente trabalho aborda o uso conjunto de duas ferramentas consideradas de apoio à tomada a decisão: simulação e otimização. No trabalho é apresentado um modelo de célula produtiva e proposta sua otimização através da simulação, verificando as mudanças incorridas nos custos de produção em uma ordem, através do sistema ABC, o qual fornece uma menor distorção na distribuição dos custos. São apresentados, ainda, os principais conceitos relacionados ao sistema de custeio ABC, simulação computacional e à otimização, bem como combinação destas duas últimas. A otimização e a simulação serão executadas utilizando-se o pacote de simulação ProModel, que inclui um software de otimização baseado em Algoritmos Evolutivos, o SimRunner. O artigo busca co resultado verificar o real potencial para redução dos custos que a otimização da célula é capaz de oferecer.*

Custo marginal sob risco: uma extensão do conceito do Value-at-Risk : o mercado de energia brasileiro

Área temática: Novas Tendências Aplicadas na Gestão de Custos

Resumo: *A reestruturação do setor elétrico brasileiro vem atraindo a atenção não somente dos agentes ligados ao setor como de toda a economia. O marco regulatório aprovado na lei 10.848 trás como grande inovação a criação de dois ambientes de comercialização de energia: o ambiente regulado e o ambiente de livre contratação; outra inovação está na abertura da atividade de geração. Tal resolução busca estimular a*

participação do capital privado principalmente na expansão do sistema. Uma vez que a indústria de energia possui uma característica peculiar: a tarifa de suprimento cobrada pelos geradores é baseada no seu custo de operação e manutenção, no caso das hidrelétricas, e nos custos variáveis de produção (os combustíveis), no caso da geração térmica. O mercado elétrico brasileiro trabalha com a variável custo marginal de energia, ou seja, o custo da tarifa a ser cobrada caso houvesse um aumento na demanda. Analisando as termoeletricas, o custo marginal varia em função da cotação dos combustíveis interferindo na tarifa e nas receitas da empresa de geração. Sendo assim, este artigo apresenta uma extensão da ferramenta Value-at-risk aplicado ao caso de uma geração térmica no Brasil: a ferramenta Custo marginal sob risco no Brasil na busca da solução ótima de despacho.

XXIV ENEGEP – Encontro Nacional de Engenharia de Produção

Otimização de uma célula de manufatura utilizando simulação computacional

Área temática: Otimização

Resumo: *O presente trabalho apresenta a otimização de uma célula produtiva através do software SimRunner, que tem como técnica de processamento o algoritmo evolutivo.*

São mostrados, também, os principais conceitos relacionados à simulação computacional, à otimização e à combinação das duas técnicas. Como resultado, veremos o potencial para redução de custos que a otimização da célula oferece.

Proposição de aplicação do conceito do value-at-risk no mercado energético brasileiro

Área temática: Gestão de risco

Resumo: *Este trabalho pretende desenvolver uma pesquisa a respeito da análise e medição de risco em investimentos com a aplicação da métrica Value at Risk (VaR) sob a abordagem de Simulação de Monte Carlo (SCM). O estudo busca também esclarecer pontos obscuros da aplicação de SMC fazendo uma detalhada revisão bibliográfica. Com base na revisão, o estudo propõe a aplicação da ferramenta em um projeto de geração de energia; que, diante da atual reestruturação do setor, tem demandado a atenção de investidores e agentes em busca de ferramentas que melhor auxiliem na tomada de decisão. O novo modelo institucional traz mudanças como de criação de dois ambientes de contratação de energia o ambiente regulado e o ambiente de livre contratação; com isto a atividade de geração passa a atuar em regime competitivo.*

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKINTOYE, A.S. MACLEOD, M.J. *Risk analysis and management in construction. International Journal of Project Management* vol, 15 Elsevier 1997
- ALEXANDER, C., *Market Models, A Guide to Financial Data Analysis*; 1^a. Edição, John Wiley & Sons, Ltda, Chichester, New York , Weinheim, Brisbane, Singapore, Toronto, 2001.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, informações técnicas obtidas no site: <http://www.aneel.org.br> acessado em 17 de Julho de 2004.
- BERNSTEIN, P.L., *Desafios aos Deuses - A fascinante história do risco*, Ed. Campos, 2^a Edição, 1997.
- BESSIS, J. *Risk Management in Bank Chichester England John Wiley e Sons*. 1998.
- BRUNI, A. L. *Risco, retorno e equilíbrio: uma análise do modelo de precificação de ativos financeiros na avaliação de ações negociadas na Bovespa (1988-1996)*. Projeto de pesquisa para a elaboração de dissertação de mestrado, apresentado à Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. 1998.
- BRYMAN, A., *Research Methods and Organization Studies*, Published by Academic Division of Unwin Hyman LTD, London-UK, 1989.
- BUENO, R. de L.da S., *Conceitos de “hedge” em mercados futuros*, Revista de administração, Vol. 37, nº 4 , São Paulo, Outubro / Dezembro 2002.
- CABRAL, R. B, *Mercados financeiros: uma metodologia de ensino de estratégias de investimento*, Dissertação de mestrado, Universidade federal de Santa Catarina, 2002.
- CARDOSO, D. *O Uso da Simulação de Monte Carlo na Elaboração do Fluxo de Caixa Empresarial: Uma Proposta para Quantificação das Incertezas Ambientais*. Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 2000.
- CASTRO, M A L , *Análise dos riscos de uma distribuidora Associados a compra e venda de energia no novo modelo d setor elétrico*, Dissertação de mestrado, Universidade de Brasília, Brasília, 2004.
- CAVICCHINI, A.; *Como fazer cenários, previsões e tendências*, Editora COP, Rio de Janeiro, 2001.
- COSTA, P.H.S., *Séries de retornos de ações brasileiras: volatilidade e valor em risco*, Tese de doutorado , Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.
- COSTA, P.H.S.; BAIDY,T.K.N.; *Método de medição de risco de mercado: um estudo comparativo*, Produção, vol.13, nº 3, 2003.
- DOWD, K., *Beyond Value at Risk The new science of risk management*, Chichester, England Jonh Wiley & Sons , 1998.

- DUARTE Jr, A M. *Risco: Definições, Tipos, Medição e recomendações para seu gerenciamento*. Publicações do IBMEC. São Paulo, 1996.
- DUARTE Jr., A M, *A Importância do Gerenciamento de Riscos Corporativos*, Documento técnico disponível na home page: www.unibanco.com.br acessado em 10 de agosto de 2004.
- DUARTE Jr., A M. *Monte Carlo para Análise de Opções. Resenha BM&F, vol. 115, 1997.*
- DUKE, Duke Energy, informações técnicas obtidas no site: <http://www.duke.com.br> acessado em 17 de Setembro de 2004.
- EYDELAND, A. WOLYNIEC, K *Energy and power risk management, New developments in Modeling, Pricing and Hedging, 1^a Edictal, Publish by Jonhwile & Sons, inc, Hoboken, New Jersey, 2003.*
- FERREIRA, A.B.de H.; ANJOS, M.dos; FERREIRA, M .B.; FERREIRA, E.T.; MARQUEZ, J.C.; *Novo Dicionário Aurélio*, Editora Nova Fronteira S.A., 1995.
- FIGUEIREDO, F. M, CASTRO, M. A .L; CAMARGO, I. M. T.; *Análise dos riscos de uma distribuidora associados á compra e venda de energia no Novo modelo do setor elétrico*, Revista brasileira de energia, Vol.10 nº1 Ed. Sociedade brasileira de planejamento energético, 2004.
- GALDÃO, A. FAMÁ, R. *A Influência das Teorias do Risco, da Alavancagem e da Utilidade nas Decisões de Investidores e Administradores. III SEMEAD – Seminários em Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da USP - São Paulo, 1998.*
- GELLER H.S. *Revolução Energética – Políticas para uma futuro sustentável*, USAid, Rio de Janeiro, 2003.
- GITMAN, L. J.; *Principles of Management Finance ,7^a Edição, Harper Collins Publishers, 1997.*
- GROENENDAAL, W.J.H. Van; KLEIJNEN, J.P.C. *On the assessment of economic risk: factorial design versus Monte Carlo Methods. Reliability Engineering and System Safety. Elsevier Science, 1997.*
- HENNEY, A, KERS, G. *Managing Total Corporate Electricity/Energy Market Risks*, Journal of electricity, Elsevier Science Inc., 1998.
- IEA (*International Energy Agency*) *World Energy Outlook 2000, Paris, France, 2000.*
- JAMESON, R. *Energy modelling and the management of uncertainty*, 1º Edition , Haymaker House, London , 1999.
- JOBIM, L. C.; LINDOSO, D.A; *Grande História Universal* , Bloch Editores S.A, Rio de Janeiro ,Vol. I,1976 a
- JOBIM, L. C.; LINDOSO, D.A; *Grande História Universal* , Bloch Editores S.A,Rio de Janeiro ,Vol. III,1976 b

- JORION, P; *Value at Risk - A nova fronteira de referência para o controle de risco de mercado*, 5ª Edição, Bolsa de mercadorias & Futuros, São Paulo, 1999.
- JP MORGAN, *Risk Management: A Practical Guide*, Risk Metrics Group, First Edition, 1999
- KRAPELS, E..N., *Electricity trading and hedging*. Risk Books, Energy security analysis (ESAI), Washington, 2000.
- MAE, Mercado atacadista de energia, informações técnicas obtidas no site: <http://www.mae.org.br> acessado em 20 de Julho de 2004.
- MATOS, E.B. *Análise e Gerenciamento de Riscos, Gestão do Risco de Taxa de Juros em Trading e do Capital sob Risco*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998.
- MOLAK, V.; *Fundamentals of risk analysis and risk management*, CRC Lewis , 1997.
- MORIM, R.A. *Regulatory Finance: Utilities' cost of capital*, Public Utilities Reports, Inc; 1ª Edição; Arlington, Virginia; 1994.
- HNAKICENOVIC, N. GRUBLER A e McDONALD A, *Global Energy Perspectives*, Cambridge U.K: Cambridge University in press, 1998.
- NATER, M. *Monte Carlo simulation and scenario analysis*, Cornell University, 1995.
- OHMAE, K. *Continente invisível, ano 16 depois de Gates*: H S M Management Informação e Conhecimento para Gestão Empresarial, AF Comunicações , Numero 25, ano 5, março /abril, 2001.
- OLIVEIRA, F. GALHARDO, M. SILVA,W. *Simulação aplicada a análise de investimentos*, apostila, Unifei, 2003.
- ONS, Operador Nacional do Sistema, informações técnicas obtidas no site: <http://www.ons.gov.br> acessado em 16 de Julho de 2004.
- PARKER,G. *Atlas of World history* ,Times Books, London, 4ª Edictal, 1993.
- PARKER, D, *Performance, risk and strategy in privatised, regulated industries*, The International Journal of Public ,Sector Management, Vol. 16 No. 1,MCB UP Limited, 2003
- PEROBELLI, F.F.C; Um modelo para gerenciamento de risco em instituições não financeiras: Aplicação ao setor de distribuição de energia elétrica do Brasil, Tese de doutorado da FEA – USP, 2004
- PINHEIRO, F.A.P., A Importância de Gerir Risco, artigo disponibilizado eletronicamente no site: <http://www.pgf.com.br> em novembro de 2003, acessado em 03 de Agosto de 2004.
- PISKE, I. *Ferramenta de Apoio à Decisão em Análise de Investimentos*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 1998.

- RODRIGUES, J. C., Aspectos tarifários do Sistema Elétrico Brasileiro, Dissertação de mestrado, Programa de Engenharia Elétrica, UNIFEI, 2000.
- ROSS, S.A., WESTERFIELD, R.W, JORDAN, B.D., *Princípios de administração financeira* Editora Atlas, 2ª Edição 2002.
- ROSSETTI, J. P, Introdução à economia, 17ª Edição. Editora Atlas, São Paulo, 1997.
- SAIN, P.K.S. Estudo comparativo de modelos de *Value at Risk* para instrumentos pré fixados, 2001, Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.
- SALIBY, E., PACHECO, F. *An empirical evaluation of sampling methods in risk analysis simulation: Quasi-Monte Carlo, descriptive sampling, and latin Hypercube sampling.* Winter simulation Conference. IEEE. Proceedings of the 2002
- SANTOS, A. C. dos , e FERREIRA, D. F., *Definição do tamanho amostral usando Simulação de Monte Carlo pra o teste de normalidade baseado em assimetria e curtose II : uma abordagem multivariada*, Ciência Agrotec., Lavras. V.27, n.1, jan./fev., 2003.
- SANTOS, A. H. M., *A crescente incerteza no Setor Elétrico*, revista da APIMEC, Edição.26 Outubro de 2004 a.
- SANTOS, A. H. M., *Nota de aula de Micro economia aplicada ao setor energético*, aula sobre risco e ferramenta de medição de risco em 04 de Outubro de 2004 b.
- SAUNDERS, A. *Financial Institutions Management: A Modern Perspective*, Homewood, IL: Irwin, 1996.
- SILVA, E.L. e MENEZES, E.M., *Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação*, UFSC, 2005.
- SMITHSON. C & MINTON. L. , *Value at Risk* , Edition 2º, Risk, 1996
- STAMBAUGH, F. *Risk and Value at Risk*. European Management Journal, Elsevier Science ltd, Vol. 14, Nr. 6, 1996.
- TENDÊNCIA, Consultoria Integrada, *Setor Elétrico Brasileiro: Crise e suas causas cenários de crescimento e os requisitos para que ocorram os investimentos necessários*, Editora Parma, São Paulo, 2ª edição, 2003.
- THIOLLENT, M. *Metodologia da Pesquisa-ação*, Editora Cortez, 3ª Edição, São Paulo, 1986.
- WANDERLEY, A.V. M. *An Instrument of Information Macropolicy. Conception of a Business Intelligence System for the Management of Engeneering_Investments.* Dissertação DEA em Information Scientifique et Technique no CRRM, Université Aix-Marseille III, França, 1998.
- WESTON, J. F. e BRIGHAM, E. F. *Fundamentos da Administração Financeira*. 10ª. Edição, Makron Books, São Paulo, 2000.

WISER, R. BACHRACH, D. BOLINGER, M. GOLLOVE, W. Comparing the risk profiles of renewable and natural gas-fired electricity contracts, *Renewable & sustainable energy reviews*, Vol. 8, Elsevier, 2003

WORKING, H. *Futures trading and hedging*, *The American Economic Review*, vol. 43, 1953.