

RODRIGO TAMAROZI

AO CPOC:

GRADU:

10,0

Fabio Ramos

30/10/02

RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista, pelo Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, do Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Fabio Ramos

CURITIBA

2002

EPÍGRAFE

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 homens e mulheres não são passivos ante a natureza.

Peter L. Bernstein, em *Desafio aos Deuses*.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	v
LISTA DE TABELAS.....	v
LISTA DE SIGLAS.....	vi
RESUMO.....	vii
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 OBJETIVO E ESTRUTURAÇÃO DA MONOGRAFIA.....	4
3 A QUESTÃO DA GESTÃO DE RISCOS.....	5
3.1 CONCEITOS.....	7
3.1.1 Conceito de Risco.....	7
3.1.2 Conceito de Gestão de Riscos.....	8
3.1.2.1 A motivação para gerenciar riscos.....	9
3.1.2.2 O processo de gestão de riscos.....	10
3.1.2.2.1 A medida do risco.....	12
3.1.3 Conceito de Identificação de Fatores Geradores de Riscos.....	15
3.1.4 Conceito de Modelo.....	15
3.1.5 Conceito de Aceitação de Riscos.....	16
3.1.6 Conceito de Mitigação de Riscos.....	16
3.2 A GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
3.2.1 Características do Mercado de Energia Elétrica.....	18
3.3 AS FUNÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO E DE GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	24
4 A IDENTIFICAÇÃO, MODELAGEM E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM OPERAÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO.....	27
4.1 IDENTIFICAÇÃO DE RISCOS.....	27
4.2 MODELAGEM DE RISCOS.....	32

4.3 MITIGAÇÃO DE RISCOS.....	34
4.4 RISCOS.....	35
4.4.1 Riscos de Mercado.....	35
4.4.1.1 Fator gerador de risco: variação de preço de mercado.....	35
4.4.1.1.1 Conceito de submercado.....	38
4.4.1.2 Fator gerador de risco: incerteza na evolução da oferta e demanda.....	45
4.4.1.3 Fator gerador de risco: estratégia comercial.....	48
4.4.1.4 Fator gerador de risco: inadimplência.....	49
4.4.2 Riscos Técnicos e Climáticos.....	52
4.4.2.1 Fator gerador de risco: operação das usinas.....	52
4.4.2.2 Fator gerador de risco: hidrologia.....	53
4.4.3 Riscos Econômico-Financeiros.....	55
4.4.3.1 Fator gerador de risco: variação de tributos.....	55
4.4.3.2 Fator gerador de risco: variação de custos de investimento e de financiamento.....	56
4.4.4 Riscos Jurídicos e Institucionais.....	58
4.4.4.1 Riscos jurídicos.....	58
4.4.4.1.1 Fator gerador de risco: normatização.....	58
4.4.4.1.2 Fator gerador de risco: contrato.....	60
4.4.4.2 Riscos institucionais.....	61
4.4.5 Tabela Resumo dos Riscos.....	63
5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	66
GLOSSÁRIO.....	68
REFERÊNCIAS.....	70
DOCUMENTOS CONSULTADOS.....	73

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 –	PRINCIPAIS ELEMENTOS PARA A ANÁLISE DE RISCOS.....	10
FIGURA 2 –	RETORNOS DE TÍTULOS DE MÉDIO PRAZO.....	13
FIGURA 3 –	A MEDIÇÃO DO VALOR NO RISCO.....	14
FIGURA 4 –	O PAPEL DO AGENTE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	24
FIGURA 5 –	CONTABILIZAÇÃO NO MAE, BASEADA NAS DIFERENÇAS.....	37

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 –	DIFERENÇAS DOS MERCADOS FINANCEIRO E DE ENERGIA.....	19
TABELA 2 –	PREÇOS DO MAE NO ANO 2000 (R\$/MWh).....	40
TABELA 3 –	DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2000 (R\$/MWh).....	41
TABELA 4 –	PREÇOS DO MAE NO ANO 2001 (R\$/MWh).....	42
TABELA 5 –	DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2001 (R\$/MWh).....	42
TABELA 6 –	BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO (MW.MÉDIOS) – OFERTA ACUMULADA.....	46
TABELA 7 –	EXEMPLO DE TABELA DE <i>CREDIT SCORE</i>	51
TABELA 8 –	RESUMO DOS RISCOS.....	63

LISTA DE SIGLAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- f.d.p.(.) – Função de distribuição de probabilidade
- IPA – Índice de Preços por Atacado, publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV (IPA-DI: compreende o período entre o primeiro e o último dia do mês de referência)
- MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
- MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
- O&M – Operação e Manutenção
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PIEE – Produtor Independente de Energia Elétrica
- TIR – Taxa Interna de Retorno
- VPL – Valor Presente Líquido

RESUMO

Esta monografia apresenta propostas para a identificação, modelagem e mitigação de riscos, cujos impactos financeiros sejam relevantes, em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro. Considera que o modelo deste mercado é fundamentalmente competitivo em alguns de seus segmentos, com agentes públicos e privados, e que esta competição possibilita que tanto os agentes do setor quanto a sociedade percebam os diversos riscos inerentes aos negócios, dos quais, muitos não eram aparentes no modelo anterior. Destaca que a figura do agente de comercialização é fundamental para o funcionamento do novo modelo do setor, sendo que este pode desempenhar também a função de gestão de riscos, que é de grande importância, devido: i) à complexidade das transações comerciais no setor, fundamentais para seu desenvolvimento; e ii) à grande quantidade de variáveis cujos impactos financeiros são relevantes. Apresenta a importância da adequada internalização dos riscos nas análises de investimentos em projetos e da adequada gestão de riscos aplicada ao setor elétrico, pois é através dela que se possibilitará a necessária expansão do setor. Expansão esta que tem encontrado entraves recentemente, o que levou o país a um racionamento no ano de 2001. Identifica os riscos mais relevantes, classificando-os em riscos de mercado, técnicos e climáticos, econômico-financeiros, jurídicos e institucionais. Identifica alguns mecanismos de formação dos fatores geradores de riscos e propõe a modelagem destes. Apresenta conclusões referentes ao presente trabalho e recomendações para trabalhos futuros e complementares.

Palavras-chave: Comercialização; Energia Elétrica; Análise de Riscos; Mitigação de Riscos

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças significativas desde o início do processo de implantação do novo modelo, a partir de meados da década de 90, tendo, como marco inicial das reformas, o saneamento das dívidas do setor, eliminando as inadimplências até 1993 através da lei nº 8.631/93.

Nesta mesma época o governo federal iniciou a adoção de medidas para desencadear o retorno da iniciativa privada ao setor elétrico, sendo considerada como a principal alternativa para a solução da falta de recursos do Estado, aumento da competição e efetivação do Plano Nacional de Desestatização – PND (COOPERS & LYBRAND, 1997).

Os objetivos principais deste novo modelo eram, e continuam sendo:

- assegurar a expansão confiável da oferta;
- atrair o capital privado para os investimentos necessários, e
- incentivar a eficiência e a modicidade de preços, através:
 - de competição onde for possível, e
 - de regulação onde for necessário.

A principal característica do novo modelo é a mudança da proposta monopolista com tarifas determinadas com base nos custos, para a proposta competitiva com preços a serem determinados pelas forças de mercado. Esta mudança fez com que diversos riscos inerentes aos negócios no setor de energia elétrica passassem a ter maior relevância por afetarem diretamente os agentes envolvidos.

A adequada percepção destes riscos, sua inserção nos modelos de análise de investimentos de projetos, seu gerenciamento e absorção pelo mercado são bases para

possibilitar que se atinjam os objetivos do modelo, o que deveria ter sido possibilitado pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB, que visava conceber e detalhar o novo ambiente e as regras de funcionamento do mercado livre de energia elétrica (COOPERS & LYBRAND, 1997).

Entretanto, isto não ocorreu, o que levou a uma crise energética no ano de 2001, resultando em um racionamento de energia decretado pelo Governo Federal, com efeitos nocivos à economia e portanto a toda a população brasileira. O que se pode deduzir é que as regras definidas até então não foram consideradas claras e/ou suficientes para estimular investimentos.

Mais recentemente, foi necessário se iniciar outro projeto, sendo desenvolvido pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico¹, criado através da resolução nº18 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, de 22 de Junho de 2001, com a missão de encaminhar propostas para corrigir disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo.

Percebe-se, porém, que, para que a expansão do setor elétrico se dê adequadamente, é fundamental a gestão de riscos nas operações comerciais. Deve haver uma mudança na forma de avaliar e gerenciar projetos, de forma a incluir os fatores geradores de risco. A principal falha do mecanismo hoje vigente da expansão é não identificar esta necessidade, procurando os diversos agentes (inclusive governo) alocar os riscos a outros, criando um interminável jogo de repasse dos riscos, inviabilizando o processo como um todo.

Há que se criar ou ao menos entender a função da gestão de riscos, e se

¹ Na data de conclusão desta monografia a Revitalização ainda estava em desenvolvimento.

apropriar corretamente seus custos, através de agentes especializados nesta atividade, e com possibilidade de obtenção de lastro financeiro suficiente para que os projetos de expansão venham a ter bancabilidade. É necessário propiciar mecanismos de proteção aos agentes do mercado de energia elétrica, de forma a que os riscos estejam bem caracterizados e dimensionados, possibilitando os investimentos necessários. Estes mecanismos poderão ser produtos padrão ou produtos especialmente desenvolvidos para o setor elétrico, de forma a atender as necessidades específicas de cada agente deste mercado.

A função de comercialização e a gestão de riscos a ela agregada tiveram sua importância aumentada, devido à complexidade das transações comerciais, fundamentais para o desenvolvimento do setor. Diante deste cenário apresenta-se neste trabalho uma proposta para a identificação, modelagem e mitigação de alguns dos principais riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro.

2 OBJETIVO E ESTRUTURAÇÃO DA MONOGRAFIA

O objetivo geral deste trabalho é propor ferramentas úteis para a análise e mitigação de riscos nos negócios que envolvam a comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro.

Como objetivos específicos do trabalho pode-se destacar os seguintes:

- tratar a gestão de riscos de forma estruturada;
- fornecer suporte qualitativo e quantitativo aos tomadores de decisão em negócios na comercialização de energia elétrica, para que se obtenha a adequada gestão dos riscos² relativos a esta atividade, e conseqüentemente o adequado retorno financeiro;
- identificar riscos e explorar como podem ser tratados, ou modelados, abordando com maior profundidade os mais relevantes;
- propor sugestões de mecanismos de mitigação.

No capítulo 3 é explorada a questão da gestão de riscos, incluindo uma revisão da literatura, onde são apresentados os principais conceitos para a melhor compreensão do assunto, abordando as características específicas do mercado de energia elétrica. No capítulo 4 é apresentada a proposta para a identificação dos riscos e a modelagem de seus impactos e são feitas sugestões de mitigação para os principais riscos do setor elétrico brasileiro. As conclusões e recomendações são apresentadas no capítulo 5.

² Neste trabalho o risco é entendido como aquele cujo impacto financeiro pode ser relevante.

3 A QUESTÃO DA GESTÃO DE RISCOS

Toda atividade econômica tem uma relação risco versus retorno própria, que pode ser originada por um ou vários fatores. O adequado conhecimento desta relação é fundamental para a atuação comercial em ambiente competitivo. O melhor conhecimento e a melhor³ modelagem são os diferenciais entre os agentes atuantes em determinado mercado.

Viabilizar ou administrar negócios sem um conhecimento mínimo dos riscos envolvidos é inviável, bem como conhecer e trabalhar com todos os riscos. É preciso, portanto, encontrar um ponto ideal de conhecimento, ou seja, saber que riscos são relevantes e até onde se deve estudar cada um ou quanto investir no estudo de cada um.

Para que seja possível conhecer a relação risco versus retorno é preciso identificar os riscos e modelá-los de forma a quantificar sua interferência no retorno. Cada mercado tem características próprias, exigindo conhecimento específico para a identificação dos fatores de risco.

É importante perceber que a consideração dos riscos nas atividades econômicas pode ser dividida em dois processos distintos, que podem se confundir eventualmente, e são os seguintes:

- A internalização dos riscos nas análises de viabilidade comercial de projetos ou negócios, ou seja, a consideração – identificação, modelagem, aceitação e mitigação – dos riscos nos estudos de viabilidade, cálculo de retorno esperado, etc, de projetos ou negócios, ainda não iniciados;
- O gerenciamento de riscos, propriamente dito, onde o processo de

³ Melhor pode ser entendido neste contexto como suficientemente confiável e com custo aceitável.

consideração dos riscos se dá quando o projeto ou negócio já está em andamento.

Um projeto ou negócio bem conduzido desde o início deve considerar ambos os processos citados, levando em conta os riscos já nas análises de viabilidade comercial e posteriormente adequando os riscos conforme a necessidade, através de seu gerenciamento. Assim o primeiro processo tem uma característica mais estática, de previsão de condições para o longo prazo, e o segundo tem uma característica mais dinâmica, de adequação de condições para o curto e médio prazo.

Em mercados mais desenvolvidos, como o financeiro, ambos os processos têm sofrido evoluções continuamente, principalmente o gerenciamento de riscos. A internalização dos riscos nas análises de viabilidade comercial de projetos ou negócios tem por base a análise clássica de investimento sob incerteza, sendo que mais recentemente surgiu a chamada análise de opções ou opções reais, que considera o binômio risco versus retorno para efeito de análise de viabilidade de projetos, fazendo um paralelo com as opções financeiras (do mercado de derivativos). No gerenciamento de riscos, diversas são as ferramentas criadas recentemente, como valor no risco (*value at risk - VaR*), marcação a mercado (*marked-to-market*) e outras.

A essência de conhecimento dos riscos é a mesma para ambos os processos, na análise de projetos, ou no gerenciamento propriamente dito. O foco deste trabalho não limita sua aplicação a um ou outro processo, desta forma passa-se a denominar de gerenciamento ou gestão de riscos o processo geral de consideração de riscos que engloba os dois processos citados.

A gestão de riscos tem assumido grande importância nas atividades comerciais, pois pode ser o viabilizador de soluções para os mais diversos negócios.

Os riscos devem ser realocados de um agente para outro em certo mercado, de forma a que passe a ser gerenciado por aquele que: (i) está mais propenso e capacitado a suportar o risco, (ii) tem mais controle sobre a fonte de risco, ou, (iii) que demanda os menores custos para suportar o risco.

A seguir são apresentados algumas definições e conceitos no item 3.1. No item 3.2 é delineada a gestão de riscos no mercado de energia elétrica, enfatizando as características específicas do mercado de energia elétrica, e no item 3.3 são discutidas algumas características das funções de comercialização e de gestão de riscos.

3.1 CONCEITOS

Apresenta-se a seguir alguns conceitos que são úteis à melhor compreensão do trabalho.

3.1.1 Conceito de Risco

Segundo o dicionário MICHAELIS (1998, p. 1849), risco significa “possibilidade de perigo, incerto, mas previsível, que ameaça de dano a pessoa ou coisa”.

Esta definição é bastante precisa por considerar que apesar de incerto o risco é previsível.

Segundo BERNSTEIN (1997, p. 8), “a palavra ‘risco’ deriva do italiano antigo *risicare*, que significa ‘ousar’. Neste sentido, o risco é uma opção, e não um destino”.

Nesta definição o autor busca a origem da palavra, e traduz o conceito de

maneira simples, mas precisa, ou seja, o risco é uma opção e não um destino.

Como o interesse neste trabalho é direcionado para o aspecto financeiro, ou seja, o risco é entendido como o risco de perda financeira, apresenta-se a seguir uma definição financeira do risco.

Para JORION (1997, p. 3), “risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse”, sendo este autor recomendado pela Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F.

Esta definição parece carecer de precisão, talvez por um problema de tradução na referência consultada. Situações de absoluta incerteza (resultados inesperados) são difíceis de se imaginar, pois no mínimo, conhecem-se os limites de variação dos possíveis valores que o evento pode assumir.

Diante do exposto pode-se resumir o conceito de **risco** como sendo a **exposição a uma ocorrência indesejável**. A ocorrência indesejável pode ser de diversas naturezas, por exemplo, ocorrência catastrófica, desagradável ou um prejuízo financeiro.

Ressalta-se que a ocorrência é indesejável, mas não a exposição a ela. Por exemplo, em uma aposta que terá um vencedor e um perdedor, estar exposto a ambos os resultados pode ser desejável, pois há uma probabilidade de ser o vencedor, mas por outro lado ser o perdedor é uma ocorrência indesejável.

3.1.2 Conceito de Gestão de Riscos

Segundo o dicionário MICHAELIS (1998, p. 1031), gestão é o “ato de gerir.

(...) administração, direção”.

Unindo este conceito com o conceito de risco apresentado, a **gestão de riscos** pode ser entendida como o **conjunto de atividades para a administração de exposições a ocorrências indesejáveis**.

Este entendimento permite deduzir que a exposição a ocorrências indesejáveis não será sempre evitada, mas será administrada, pois por vezes a exposição é a única maneira de se obter o retorno desejado. Os riscos devem ser reduzidos apenas o suficiente para que se tornem aceitáveis.

Para aprofundar o entendimento da gestão de riscos a seguir são apresentados o item 3.1.2.1 onde se procura responder porquê adotar a gestão de riscos, e o item 3.1.2.2 onde se faz uma descrição de atividades do processo de gestão de riscos.

3.1.2.1 A motivação para gerenciar riscos

A gestão de riscos permite um melhor planejamento e até mesmo um melhor conhecimento do negócio, por exigir a pesquisa de todos os fatores que possam afetar um projeto, um negócio, uma empresa ou mesmo um mercado. Neste sentido, acredita-se que a gestão de riscos representa uma ferramenta indispensável no processo de aperfeiçoamento do modelo de gestão das empresas, em especial as que trabalham com *commodities*. Os negócios ou empresas que adotam processos de gestão de riscos têm mais facilidade de obtenção de crédito (financiamento) no mercado.

Ainda, entre as vantagens da gestão de riscos está a maior eficiência no resguardo do capital do acionista, pois com ela é possível montar uma estratégia que procure garantir uma rentabilidade mínima a este. Possibilita também a maior precisão para avaliar os fatores que podem impactar na precificação da *commodity*.

3.1.2.2 O processo de gestão de riscos

O processo de gestão de riscos pode ser resumido nas seguintes atividades (RAMOS et al., 2001):

- identificação (qualificação) de fatores geradores de riscos, de todos os grupos de riscos da atividade comercial;
- modelagem dos fatores geradores de risco (definição das funções de distribuição de probabilidade ou elaboração de cenários possíveis);
- modelagem do sistema afetado (Ex: fluxo de caixa do negócio);
- obtenção das relações risco versus retorno, através da distribuição de probabilidade do retorno financeiro;
- decisão e verificação de critérios e valores aceitáveis de risco versus retorno (aceitação de risco);
- com base nos resultados do modelo do sistema afetado, pode-se optar por utilizar mecanismos de mitigação dos riscos, para reduzir o risco associado a um certo retorno desejado.

Os principais elementos para a análise de riscos são apresentados na figura 1 a seguir.

FIGURA 1 – PRINCIPAIS ELEMENTOS PARA A ANÁLISE DE RISCOS



O fator gerador de risco é todo o elemento, cuja mudança de estado, influencia direta ou indiretamente o risco de determinada operação, por exemplo, a comercialização de energia elétrica.

O sistema afetado é o que transforma a distribuição de probabilidades do fator gerador de risco na distribuição de probabilidades da consequência do risco. Segundo DOOGE⁴ citado por TUCCI (1987, p. 215), “Sistema é qualquer estrutura, esquema ou procedimento, real ou abstrato, que num dado tempo de referência inter-relaciona-se com uma entrada, causa ou estímulo de energia ou informação; e uma saída, efeito ou resposta de energia ou informação”.

Destaca-se aqui que como os riscos de interesse neste trabalho são os financeiros, o sistema afetado é em geral o fluxo de caixa da empresa, do negócio ou da operação, sendo que o modelo de fluxo de caixa deve, até onde for possível, simular a real vida financeira destes. Como exemplos, FEIL (1999) propõe um modelo de fluxo de caixa para avaliação de empreendimentos hidrelétricos que fornece um bom compromisso entre detalhamento das variáveis e facilidade de uso; e CLEMENTE (2001) propõe um modelo de seleção da potência instalada ótima de pequenas centrais hidrelétricas – PCHs no contexto de mercados competitivos, consubstanciado em um *software* chamado *PCH.com*, que considera diversas hipóteses de comercialização da energia deste tipo de empreendimento.

A consequência do risco é o resultado do sistema afetado quando exposto ao fator gerador de risco.

⁴ DOOGE, J. C. I. Linear Theory of Hydrology Systems, ARS, Technical Bulletin, nº 1468, 1973

3.1.2.2.1 A medida do risco

Explorar-se-á a seguir o que vem sendo feito pelo mercado financeiro no que se refere a medir riscos.

Para mensurar o risco são utilizados desde modelos de *value-at-risk* até testes de *stress*, simulação Monte Carlo e outros. A cada dia, novos modelos aparecem, na tentativa de eliminar os pontos fracos dos antecedentes.

Não existe muita uniformidade no cálculo do risco de instituições financeiras, mas em comum, as metodologias para estimação do risco requerem conhecimentos sobre a mecânica dos mercados de interesse, alguma sofisticação matemática e sistemas computacionais e de informações confiáveis. No caso de risco operacional e risco legal, o problema de medir risco deve ser tratado em uma abordagem caso por caso. Tratando-se de risco de mercado e risco de crédito, algumas metodologias já se encontram em uso, e explicadas na literatura de finanças. No texto a seguir, concentrar-se-á em risco de mercado.

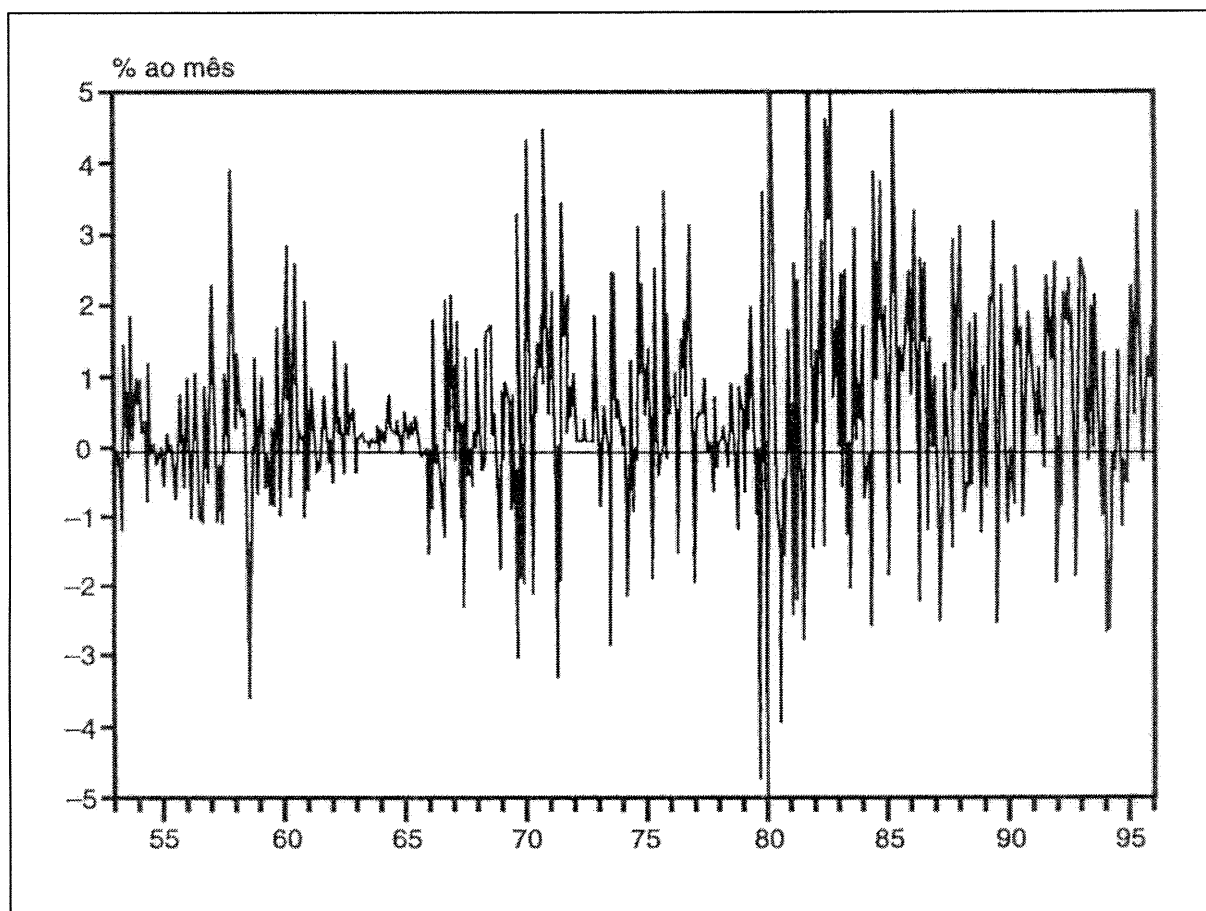
Diferentes medidas podem ser usadas no cálculo do risco de mercado absoluto de uma carteira de investimentos. Uma possibilidade é o desvio-padrão dos retornos passados, mas o mais em evidência atualmente é o *value-at-risk* (*VaR*).

Segundo JORION (1997, p. vii):

VaR é um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas padrão, comumente usadas em outras áreas técnicas. Em linguagem formal, *VaR mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança.* (...) O J.P. Morgan, por exemplo, revelou em seu relatório anual de 1994, que o *VaR* de suas operações diárias era em média de US\$ 15 milhões, ao nível de 95% e com horizonte de um dia.

Como exemplo de *VaR* considere-se a figura 2, que traça retornos mensais de títulos do governo de médio prazo de 1953 a 1995.

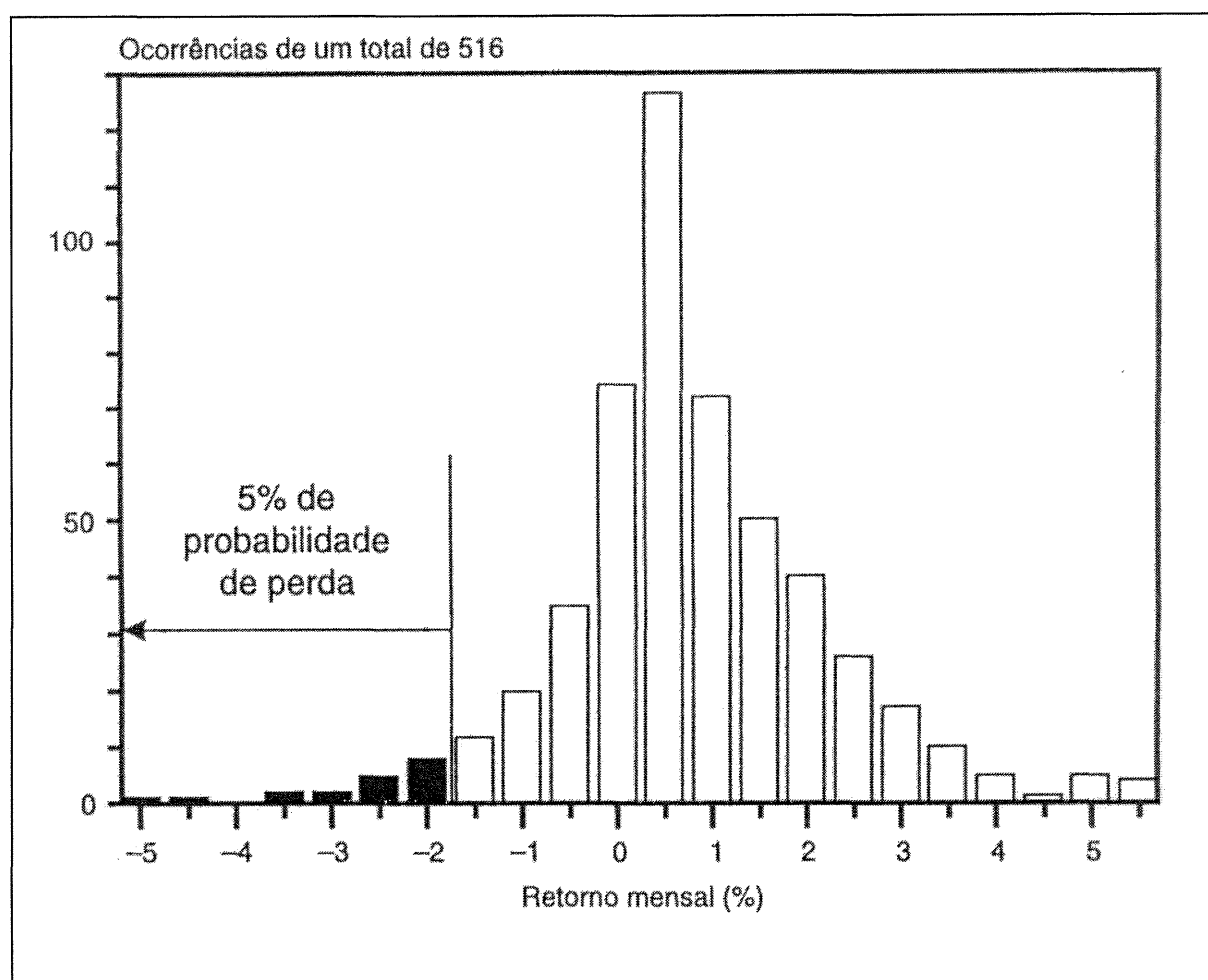
FIGURA 2 – RETORNOS DE TÍTULOS DE MÉDIO PRAZO



FONTE: JORION, 1997

Os retornos ficaram entre o mínimo de $-6,5\%$ e o máximo de $+12,0\%$. Constrói-se uma distribuição de probabilidade para os retornos mensais, a qual indica o número de ocorrências observadas no passado dentro de determinada faixa. Essa distribuição está representada na figura 3.

FIGURA 3 – A MEDIÇÃO DO VALOR NO RISCO



FONTE: JORION, 1997

Para cada retorno, pode-se computar uma probabilidade de observar um retorno menor. Escolha-se um nível de confiança – por exemplo, $\alpha = 95\%$. Para este nível, pode-se encontrar no gráfico um ponto que resulte em uma probabilidade de 5% de se obter um retorno menor. A partir da figura 3, esse número é $-1,7\%$, pois todas as ocorrências de retornos menores que $-1,7\%$ chegam a 5% do total de meses, ou seja, 26 dos 516 meses.

A grande motivação para o uso do conceito de *VaR* é que ele integra o risco de todo o ativo/passivo em uma única medida numérica, resumindo o risco total, por exemplo, de um banco para acompanhamento por sua diretoria. A grande deficiência

do conceito do *VaR* é que o risco é um conceito multidimensional; logo, a integração do risco total de uma instituição em uma única medida requer simplificações.

Há a questão de qual deve ser o valor aceitável de *VaR*. O que deve ser percebido é que o *VaR* é, na verdade, um valor de referência, e a história do seu uso irá indicar seu valor adequado. Sugere-se, portanto, que se efetue análise de sensibilidade sobre o que representariam diferentes valores de *VaR*, efetuando a discussão e o aprendizado dos seus significados.

3.1.3 Conceito de Identificação de Fatores Geradores de Riscos

Identificar um fator gerador de risco é identificar qualquer fator que possa interferir no sistema afetado, suas possíveis origens e condições de ocorrência. Por exemplo, a variação do preço de mercado da energia elétrica é um fator gerador de risco, pois afeta o fluxo de caixa dos agentes expostos a este preço. A origem da variação de preço é a dinâmica do mercado, sendo as condições de ocorrência, por exemplo, variações nas condições hidrológicas que causam impactos nas condições de oferta.

3.1.4 Conceito de Modelo

Modelo é uma versão simplificada de algum problema ou situação real destinado a ilustrar certos aspectos do problema, sem porém levar em conta todos os detalhes (MINE, 2001), seja por questão de custo ou de tempo.

Assim percebe-se que a modelagem é um risco em si, pois alguns aspectos do problema acabam sendo desconsiderados. Escolher ou conhecer adequadamente quais aspectos são ou podem ser ignorados é por vezes difícil.

3.1.5 Conceito de Aceitação de Riscos

A aceitação de risco é a verificação se determinados resultados são aceitáveis ou não, depois de obtida a distribuição de probabilidade da consequência do risco. Estes resultados podem ser por exemplo:

- Valor esperado e desvio padrão, da receita líquida do negócio, do valor presente líquido (VPL), ou da taxa interna de retorno (TIR).

Como exemplos de critério de aceitação de riscos, pode-se citar:

- $P(\text{déficit de suprimento} \geq 0) \leq 5\%$: critério de expansão do setor elétrico, significa que a cada 20 anos, em média, haverá um racionamento;
- $P(\text{TIR de um empreendimento} \leq \text{TIR de empreendimento alternativo}) \leq 33\%$: significa que há 67% de chance de este ser um empreendimento com TIR maior que o alternativo.

Se o resultado está fora de valores aceitáveis, há duas possibilidades: o negócio não é realizado ou busca-se formas de mitigação do risco.

3.1.6 Conceito de Mitigação de Riscos

A mitigação de risco é a redução (ou adequação) do risco a valores aceitáveis, sabendo-se que no que se refere à mitigação o que se deseja evitar não é necessariamente a ocorrência do fator gerador do risco, mas sua consequência. Para obter a mitigação do risco várias técnicas são possíveis, podendo ser agrupadas da seguinte forma:

- atuação no fator gerador de risco, por exemplo, i) criação de reservatórios: reduz risco de déficit, ii) “atrelamento” dos preços à variação cambial: reduz exposição cambial;

- criação de fator gerador de risco inversamente correlacionado para atuar sobre o sistema afetado, por exemplo, i) seguros: gera uma receita quando a consequência é uma ocorrência indesejável, ii) opções: cria uma proteção caso ocorra o efeito oposto ao desejado para o fator gerador de risco;
- aumento da capacidade de absorção do risco: variação do valor aceitável do parâmetro selecionado.

A mitigação de riscos tem custos, que podem ser o custo de uma atividade tecnológica, ou um investimento, ou a absorção do risco, pelo próprio investidor no negócio base, ou por empresa dedicada à atividade de gestão de riscos (seguradora ou comercializadora, por exemplo).

No caso de ser realizada pelo próprio investidor no negócio base, a mitigação de riscos tem um custo que é refletido pelo valor esperado de um prejuízo, ou de uma taxa de mitigação do risco, ou diretamente pelo valor de um investimento (reservatório, por exemplo), logo, afeta o fluxo de caixa do investidor.

No caso de empresas que efetuam gestão de riscos a mitigação de risco tem um preço que é refletido pela reserva de capital necessário para cobrir o prejuízo, no nível aceitável de probabilidade de ocorrência e devidamente remunerada pela TIR desejada. Este preço é regulado ainda pela competição de mercado na oferta de produtos de mitigação de risco, e afeta o fluxo de caixa do comprador da mitigação do risco.

3.2 A GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No mercado de energia elétrica brasileiro é provável que sejam desenvolvidas tecnologias de gestão de riscos atingindo o nível de se operar com derivativos de energia, de modo que este terá uma interface com o mercado de derivativos financeiros⁵. Porém, o mercado de derivativos de energia está em um estágio embrionário, dependendo da definição de algumas regras de mercado. Mas, para que algum nível de interação entre os mercados financeiro e de energia possa ser planejado ou implantado, é preciso estar bem definidos aspectos específicos do mercado de energia elétrica.

A seguir procura-se responder quais são as características específicas do mercado de energia elétrica, comparando com o mercado financeiro quando possível.

3.2.1 Características do Mercado de Energia Elétrica

Segundo PILIPOVIC (1997, p. xv), “os mercados diferem significativamente uns dos outros através de diferenças nos tipos de indutores fundamentais de preço e como eles causam impactos nos preços de mercado”. (tradução: Rodrigo Tamarozi)

Tendo por base a experiência daquele autor pode-se descrever algumas das principais características do mercado de energia elétrica, conforme a seguir.

⁵ Entende-se por derivativos ou produtos derivativos títulos financeiros cujos valores dependem dos valores de outras variáveis. Mais especificamente, um derivativo é um contrato entre duas partes que especifica as condições – em particular, datas e valores finais das variáveis objeto – sobre pagamentos, ou remunerações, que serão pagos pelas partes. Os derivativos englobam uma variada espécie de instrumentos, entre os mais conhecidos estão: contrato a termo, contrato futuro, opções e *swap* (NASCIMENTO, 2001).

- a) Comparado com os mercados de energia, os mercados financeiros posicionam-se como mercados maduros, com relativamente poucos mistérios de modelagem a serem vencidos. Os mercados de energia são muito diferentes dos mercados financeiros, conforme se pode ver na tabela 1 a seguir.

TABELA 1 – DIFERENÇAS DOS MERCADOS FINANCEIRO E DE ENERGIA

QUESTÃO	NO MERCADO FINANCEIRO	NO MERCADO DE ENERGIA
Maturidade do mercado	Muitas décadas	Relativamente novo
Indutores fundamentais do preço	Poucos, simples	Muitos, complexos
Impacto de ciclos econômicos	Alto	Baixo
Frequência dos eventos	Baixa	Alta
Correlação entre preços de curto e longo prazo	Alta	Baixa
Sazonalidade	Nenhuma	Chave para gás natural e eletricidade
Regulação	Pequena	Varia de pequena a muito alta
Atividade de mercado (liquidez)	Alta	Baixa
Centralização do mercado	Centralizado	Descentralizado
Complexidade dos contratos de derivativos	Maioria dos contratos são relativamente simples	Maioria dos contratos são relativamente complexos

FONTE: PILIPOVIC, 1997 (tradução: Rodrigo Tamarozzi)

- b) Os mercados de energia são mais difíceis de modelar, pois respondem à interação dinâmica entre produção e demanda, entre transmissão e estocagem e entre compra e venda. Questões de armazenamento, transmissão, clima e avanços tecnológicos têm papel importante.

O que faz os mercados de energia tão diferentes dos mercados financeiros é o número excessivo de indutores fundamentais de preço, os quais causam um comportamento de preços extremamente complexo. Esta complexidade pode frustrar a habilidade de criar modelos quantitativos simples que capturem a essência do mercado.

- c) Quanto à resposta dos mercados a ciclos e eventos: a maioria dos mercados econômicos parece mover-se para cima e para baixo ao redor de algum tipo de nível de equilíbrio. Este nível de equilíbrio poderia ser uma taxa de juros histórica, o preço de uma *commodity*, etc. Este equilíbrio pode também ser chamado de nível médio. O processo de um mercado retornando ao seu nível de equilíbrio é chamado de “reversão à média” (PILIPOVIC, 1997).

A “reversão à média” descreve uma diferença crítica entre os mercados financeiros e de energia. Os mercados de taxas de juros exibem “reversão à média” relativamente fraca. A taxa de “reversão à média” das taxas de juros parece estar relacionada a ciclos econômicos, podendo ser considerados indutores fundamentais de preço. A situação da economia como um indutor fundamental pode ser diretamente traduzida em modelos financeiros através da inclusão da “reversão à média” (PILIPOVIC, 1997).

No caso de mercados de energia, entretanto, percebe-se “reversão à média” mais forte, e por razões diferentes daquelas que se aplicam à taxas de juros. A “reversão à média” nas *commodities* de energia parecem ser uma função de quão rápido o lado da oferta do mercado pode reagir a

eventos ou quão rápido os eventos desaparecem. Secas e outros eventos criam novos e inesperados desbalanços entre oferta e demanda. A “reversão à média” mede quão rapidamente estes eventos se dissipam ou a oferta e demanda retornam ao estado de balanço.

- d) Quanto ao impacto do suprimento (oferta): os mercados de energia funcionam com indutores fundamentais de preço, que não existem nos mercados financeiros: produção e armazenamento. Considerando os efeitos de longo prazo, os quais têm a ver com as expectativas de capacidade de produção e custo no longo prazo, pode-se citar como exemplo, que, os efeitos de sobre-capacidade no mercado de energia elétrica, e por quanto tempo a sobre-capacidade irá durar, causam impactos no preço durante um longo período de tempo.

Limitações de armazenamento levam os mercados de energia a ter volatilidade de preço *spot*⁶ muito mais alta do que é visto nos mercados financeiros.

O mercado de energia elétrica representa o caso extremo desta questão da limitação de armazenamento. De fato, a energia elétrica não pode ser armazenada⁷. Uma vez que todas as usinas elétricas alcancem a máxima capacidade possível não há mais energia a ser gerada. Enquanto não há mais energia elétrica nova para venda, a mesma unidade de energia

⁶ Preço no mercado de curto prazo.

⁷ Na verdade pode ser armazenada antes de ser gerada, na forma de energia potencial, nos reservatórios ou na forma de combustível, porém nestes casos o armazenamento também é limitado e, ainda, no momento de transformar esta energia em energia elétrica, há a limitação de capacidade de geração.

elétrica pode ser comprada e vendida. Não deveria ser uma surpresa que condições de mercado extremas como esta podem levar os preços de energia elétrica a alcançar facilmente níveis de múltiplos do nível de preço médio.

- e) O mercados de energia elétrica têm uma “personalidade dividida”. Os preços de energia são induzidos tanto por condições de curto prazo de armazenamento quanto por condições de longo prazo de potencial futuro de suprimento de energia.
- f) Quanto à regulação e falta de liquidez: ao modelar mercados de energia, deve-se lembrar de sua relativa juventude em termos de derivativos e gestão de riscos. Muitos mercados de energia elétrica foram desregulados recentemente, ou estão em processo de desregulamentação. Enquanto os mercados financeiros tiveram décadas para evoluir, os de energia deverão reproduzir esta evolução em um período mais curto.

Infelizmente, a relativa juventude dos mercados de energia apresenta um paradoxo clássico: Como se pode precificar novos produtos sem ter históricos de preços de mercado disponíveis?

Em termos quantitativos, os mercados de energia sofrem de uma falta de informação histórica de preços, assim como relativamente pequenos volumes de atividade atual do mercado (isto é referido como mercado sem liquidez). Não há suficiente informação de preços *spot* ou futuros fluindo através do mercado para estabelecer um entendimento universalmente aceito dos indutores fundamentais de preço ou das metodologias de precificação quantitativas. A falta de liquidez frustra o

processo de “descoberta do preço” através do qual os participantes do mercado podem perceber preços razoáveis sem necessariamente ter que comercializar para percebê-los.

Como a liquidez é a força vital da gestão de riscos, pode-se facilmente ver como a falta dela põe os mercados de energia à parte de mercados com maior liquidez.

- g) Quanto à descentralização dos mercados: os mercados financeiros são essencialmente centralizados em termos de local, capital e especialização, já os mercados de energia são altamente descentralizados. Em especial, os preços dependem de localização, por exemplo, um megawatt-hora (MWh) é precificado de acordo com o ponto de entrega, ou seja, a localização é um indutor fundamental de preço.
- h) Os mercados de energia requerem contratos mais “exóticos”. O fator final que faz os mercados de energia tão diferentes pode ser encontrado no tipo de contratos financeiros requeridos pelos usuários finais de derivativos. Em taxas de juros, os contratos tendem a ser padronizados e relativamente fáceis de modelar. Usuários finais de derivativos financeiros acham que produtos relativamente simples servem à maioria das suas necessidades.

O que faz os contratos de energia tão diferentes é que um contrato comum de energia seria considerado “exótico” nos mercados financeiros maduros. Devido às necessidades dos usuários finais, os contratos de energia freqüentemente exibem uma complexidade de definição do preço e de características da entrega da *commodity*.

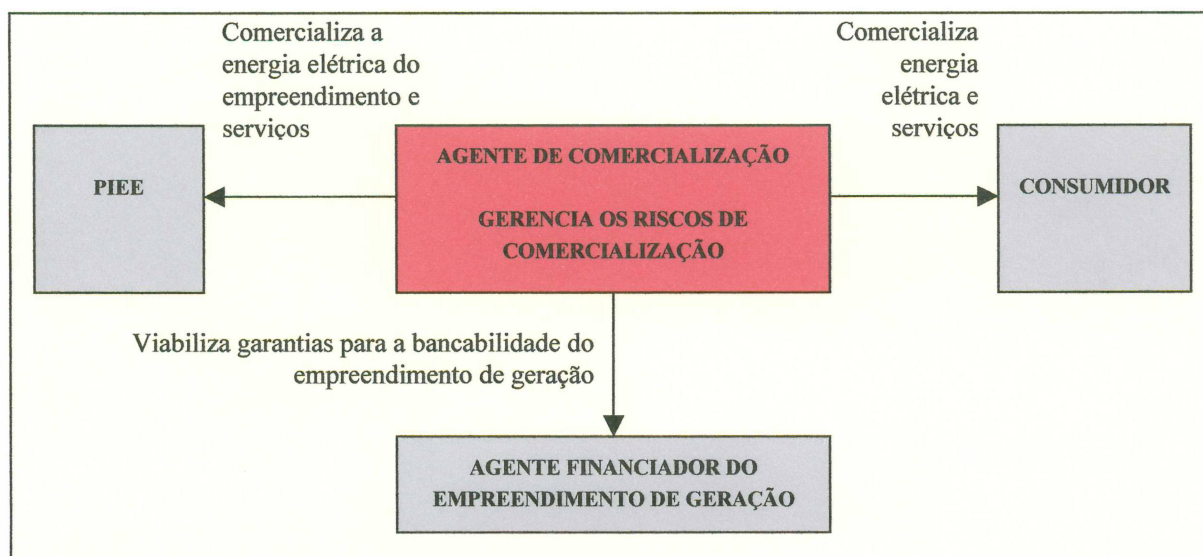
3.3 AS FUNÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO E DE GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O modelo institucional vigente do setor elétrico brasileiro foi delineado de forma que a competição seja o mecanismo indutor da eficiência econômica e do equilíbrio entre oferta e demanda na indústria de energia elétrica.

Esta competição se dá nos segmentos de geração e de comercialização, sendo cada participante deste último, nas palavras de KUWABARA (2001, p. 26), “um agente catalisador dinâmico e ágil, capaz de unir os interesses conflitantes dos agentes detentores das fontes de energia e os agentes que a utilizam”.

A figura 4 a seguir ilustra de maneira genérica os interesses tanto dos geradores quanto do mercado comprador de energia, tendo o comercializador um papel de intermediação e de operação com os riscos envolvidos.

FIGURA 4 – O PAPEL DO AGENTE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



Mais detalhadamente, o PíEE:

- quer garantir a bancabilidade do empreendimento;
- quer contrato de longo prazo;
- quer garantir, na pior hipótese, a cobertura dos custos do empreendimento;
- quer garantir o retorno desejado;
- quer garantir o recebimento pela venda;
- tem previsão de preços crescentes.

Por outro lado, o consumidor:

- quer contrato de curto prazo;
- quer garantia de entrega da energia;
- quer melhoria de qualidade no fornecimento;
- tem previsão de preços decrescentes.

Alguns destes interesses são conflitantes e todos expõem os envolvidos a algum grau de risco.

Dentre as diversas atividades relacionadas ao papel do agente de comercialização, um dos mais importantes é o de gestão de riscos. Isso não significa que a gestão de riscos esteja restrita ao agente de comercialização. Na verdade a função de gestão de riscos pode ser realizada por uma empresa que não é comercializadora, mas se relaciona com comercializadoras, por exemplo, um banco de investimentos, ou mesmo, qualquer outro agente do setor.

Pode-se distinguir pelo menos três clientes para a função de gestão de riscos, descritos a seguir:

- um outro agente do setor, por exemplo, um gerador, um distribuidor, um

consumidor, ou mesmo um comercializador. O agente de gestão de riscos vende seus conhecimentos através da prestação de serviços ou produtos, de forma a atender os objetivos do outro agente, por exemplo, reduzir os riscos de uma determinada operação;

- a própria empresa gestora de riscos que deseja: i) compor da melhor forma possível a sua carteira de ativos, ii) ter uma ferramenta para monitorar a cada instante a evolução desta carteira com a indicação de quais alterações são necessárias para melhorar o desempenho, e iii) avaliar o impacto de um novo ativo na carteira, fornecendo subsídios para a melhor negociação para a inserção deste;
- agentes de outros mercados (por exemplo, o mercado financeiro) que desejam investir no setor elétrico, mas têm pouco ou nenhum conhecimentos específico.

O gestor de riscos pode assumir riscos para terceiros e ganhar com isto. Os motivos pelos quais algum agente estaria disposto a pagar por esta assunção de riscos podem ser:

- o gestor de riscos tem melhor conhecimento das diversas variáveis envolvidas nos mais diversos negócios específicos do setor, e está mais preparado para adequar-se a novas situações;
- o contratante da gestão de riscos tem um foco específico e é melhor não se desviar dele, até por que a estrutura para gestão de riscos custa muito tempo e dinheiro.

4 A IDENTIFICAÇÃO, MODELAGEM E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM OPERAÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO

A seguir, no item 4.1 é apresentada a proposta para a identificação dos riscos inerentes às atividades de comercialização do setor elétrico brasileiro, através de sua classificação em grupos, de maneira a melhor interpretá-los e facilitar a descrição de seus mecanismos de formação. No item 4.2 são apresentadas as opções para a modelagem destes riscos. No item 4.3 a aplicação da mitigação para estes riscos é comentada. No item 4.4 são apresentadas a identificação e sugestões de modelagem e mitigação dos riscos considerados relevantes, sendo ao final apresentada uma tabela resumo deste item.

4.1 IDENTIFICAÇÃO DE RISCOS

A adequada identificação – qualificação e descrição – de fatores de risco⁸ nas operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro pode ser bastante trabalhosa, pois nem sempre é trivial diferenciar qual o tipo de risco presente em determinada operação. Cada operação pode ter um conjunto de riscos próprios, sendo este conjunto variável conforme os agentes envolvidos e peculiaridades específicas da operação.

Alguns procedimentos, que compõem uma proposta, podem facilitar este trabalho de identificação. O primeiro é segregar os riscos em grupos, os quais podem ser, por exemplo, grupos de riscos similares, ou seja, com características gerais

⁸ Neste trabalho o risco é entendido como aquele cujo impacto financeiro pode ser relevante.

parecidas. O segundo é partir de algumas premissas, as quais são descritas a seguir.

As premissas para a identificação de riscos inerentes às atividades de comercialização do setor elétrico brasileiro, adotadas neste trabalho são:

a) O agente de comercialização é o agente catalisador da eficiência econômica da indústria de energia elétrica, sendo fundamental para o equilíbrio entre oferta e demanda;

b) A identificação dos fatores geradores de risco é feita pela visão do agente comercializador, que tem o interesse de reduzir os riscos dos outros agentes de maneira a ter um maior volume de negócios – cumprindo assim seu papel catalisador – e de operar com seus próprios riscos a fim de ter um negócio rentável;

c) Não se pretende ser exaustivo na identificação, mas identificar alguns dos riscos surgidos nas operações de comercialização, cujos impactos financeiros sejam relevantes, procurando qualificá-los e descrevê-los bem, tornando possível propor e dimensionar mecanismos de mitigação para alguns deles;

d) A identificação do risco se dará em função de sua origem ou seu fator gerador, não pela sua mitigação. Por exemplo, muitos riscos têm mitigação jurídica, mas seus fatores geradores são de outra natureza, neste caso a identificação se dará pela sua natureza.

Uma classificação voltada para o setor elétrico é apresentada por MOROSOWSKI (2001), que sugere que no setor elétrico é conveniente dividir os riscos em “riscos de mercado” (preço e quantidade) e “riscos de planta” (custo de combustível e disponibilidade). Assim, o gerador estaria sujeito a quatro diferentes

tipos de risco:

- Risco de Preço de Mercado: é um risco associado ao mercado de eletricidade. A qualquer momento em que a planta esteja gerando, o preço pode estar acima ou abaixo do esperado, devido a variações na oferta e na demanda de eletricidade. O gerador não pode, portanto ter certeza quanto ao nível de preço de mercado, que afeta receitas adicionais auferidas pelo gerador e pode frustrar a expectativa de recuperar os custos fixos da planta;
- Risco de Quantidade: é também um risco associado ao mercado de eletricidade e deve-se a variações nas condições de mercado, na medida em que afetam a produção. Variações nos preços de mercado em alguns períodos podem exigir que a planta opere mais ou menos horas do que o esperado, o que pode afetar não só as receitas do gerador, mas também seus custos variáveis de combustível, de operação e de manutenção;
- Risco de Preço de Combustível: este risco, específico de plantas termelétricas, extrapola o mercado de eletricidade, mas afeta a capacidade do gerador suprir este mercado. Variações nos preços de combustíveis afetam o custo de geração variável, o que altera não só o número de horas em que a planta opera, mas também as receitas líquidas auferidas nestas horas;
- Risco de Disponibilidade: deve-se a fatores exógenos ao mercado de eletricidade, mas é um problema bem conhecido pelos geradores. Mesmo que o gerador conheça o comportamento dos preços de eletricidade e do combustível e, em consequência, o número de horas em que a planta será despachada, não há garantia de que a planta estará disponível para gerar. Problemas de disponibilidade podem impedir o gerador de produzir em períodos nos quais normalmente estaria auferindo lucros. A natureza aleatória dos problemas de indisponibilidade afeta, portanto as receitas

totais do gerador.

Esta parece ser uma classificação mais voltada para sistemas termelétricos, assim para o sistema elétrico brasileiro, que é fundamentalmente hidrelétrico será proposta uma outra classificação como será visto. Tendo em vista que é do mercado financeiro que provêm as mais modernas ferramentas de gestão de riscos, é oportuno destacar como este classifica os riscos.

LEMGRUBER (2001, p. 104) afirma que, “O risco está presente em qualquer operação no mercado financeiro. Risco é um conceito ‘multidimensional’ que cobre quatro grandes grupos: risco de mercado, risco operacional, risco de crédito e risco legal, todos inter-relacionados.” Cada um destes riscos é descrito a seguir.

a) Risco de mercado: depende do comportamento do preço do ativo diante das condições de mercado. Para entender e medir possíveis perdas causadas por flutuações do mercado é importante identificar e quantificar o mais corretamente possível as volatilidades e correlações dos fatores que causam impactos na dinâmica do preço do ativo.

b) Risco operacional: está relacionado a possíveis perdas como resultado de sistemas e/ou controles inadequados, falhas de gerenciamento e erros humanos.

c) Risco de crédito: está relacionado a possíveis perdas quando um dos contratantes não honra seus compromissos. As perdas aqui estão relacionadas aos recursos que não mais serão recebidos. O risco de crédito pode ser dividido em três grupos:

- Risco do país, como no caso das moratórias de países latino-americanos;
- Risco político, quando existem restrições ao fluxo livre de capitais entre

países, estados, municípios etc. Pode ser originário de golpes militares, novas políticas econômicas, resultados de novas eleições etc;

- Risco da falta de pagamento, quando uma das partes em um contrato já não pode honrar seus compromissos assumidos.

d) Risco legal: está relacionado a possíveis perdas quando um contrato não pode ser legalmente amparado. Pode-se incluir aqui riscos de perdas por documentação insuficiente, insolvência, ilegalidade, falta de representatividade e/ou autoridade por parte de um negociador etc.

Alguns autores, como JORION (1997, p. 15) acrescentam a esta lista os riscos de liquidez que:

Podem ser divididos em *risco de liquidez de mercado/produto* e *risco de liquidez de fluxo de caixa/obtenção de recursos*. O primeiro surge quando uma transação não pode ser conduzida pelos preços de mercado prevalecentes, devido a uma atividade insuficiente de mercado (...). O segundo tipo de risco refere-se à impossibilidade de cumprir as obrigações relativas aos fluxos de caixa, o que pode forçar a liquidação antecipada de contratos, transformando perdas escriturais em perdas reais.

Com base nestas classificações e objetivando uma identificação que facilite a compreensão dos riscos e possa contribuir para a modelagem e proposição de mecanismos de mitigação, propõe-se a seguinte classificação para os fatores de risco nas operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro:

- Riscos de mercado;
- Riscos técnicos e climáticos;
- Riscos econômico-financeiros;
- Riscos jurídicos e institucionais.

4.2 MODELAGEM DE RISCOS

Após a identificação dos fatores geradores de risco, uma próxima etapa é quantificá-los e para tanto é necessária sua modelagem⁹.

A modelagem de risco é provavelmente a etapa mais difícil do processo de gestão de riscos. Muitos erros podem ser cometidos, pois a modelagem é um risco em si, ou seja, para a maioria das variáveis aleatórias ou sistemas, os modelos ajustados incluirão erros, dada a impossibilidade ou extrema dificuldade de se representar matematicamente de maneira exata esta variável ou sistema.

A modelagem de risco pode ser dividida em duas partes:

- a modelagem de fatores geradores de risco;
- a modelagem do sistema afetado.

Como o interesse do estudo é nos riscos cujos impactos financeiros sejam significativos, o sistema afetado é o fluxo de caixa, podendo ter alterações conforme o fator gerador de risco, o agente exposto e a situação específica de exposição. E os parâmetros a serem obtidos do sistema afetado podem ser: valor presente líquido

⁹ Na prática o processo de identificação, modelagem e mitigação de riscos é dinâmico, no sentido em que as etapas devem ser realimentadas com resultados das etapas posteriores. Assim, por exemplo, um risco identificado como relevante inicialmente, pode eventualmente, depois de modelado (e quantificado), mostrar-se menos importante, e vice-versa. Este processo dinâmico é de difícil reprodução teórica, até porque depende de resultados práticos, de forma que neste trabalho não será feita uma tentativa desta reprodução.

Ainda, em mercados mais desenvolvidos, como o financeiro, o dinamismo comercial é tamanho que exige que as relações de risco versus retorno sejam atualizadas no nível diário, para o que foram desenvolvidas técnicas como a marcação a mercado (MTM – *marked to market*), que expressa o valor de uma certa carteira de investimentos conforme as oscilações mais recentes do mercado.

(VPL), receita líquida, taxa interna de retorno (TIR), ou outros.

As técnicas de modelagem dos fatores geradores de risco podem ser consideradas como de três tipos:

- as funções de distribuição de probabilidades são conhecidas, pois o fator gerador do risco se comporta tipicamente como uma variável aleatória clássica. Exemplo: para paradas não programadas de máquinas seria possível utilizar a distribuição binomial. Necessita-se porém do uso da inferência estatística.

A inferência estatística, que corresponde à análise e à interpretação de dados amostrais, necessita da escolha da distribuição de probabilidade e da escolha dos parâmetros estatísticos a serem aplicados a esta distribuição. A idéia básica da amostragem é efetuar determinada mensuração sobre uma parcela pequena, mas típica de determinada “população” e utilizar essa informação para fazer inferência sobre a população toda. Esta técnica nem sempre traz resultados satisfatórios (com a precisão necessária), pois pode acrescentar erros a amostras de dados que podem já ser precárias;

- as funções de distribuição de probabilidade podem ser obtidas, utilizando-se a técnica de ajuste a observações, na qual a partir de uma série de valores observados, de um certo fator gerador de risco, ajusta-se uma f.d.p., por exemplo, uma série de vazões. A hipótese básica para a utilização desta técnica é que os motivos que levaram a variável ao comportamento aleatório verificado no passado, se repetirão no futuro. É preciso cuidado no uso desta técnica, pois freqüentemente a hipótese não

se verifica;

- utiliza-se a técnica de elaboração de cenários, na qual cria-se cenários prováveis, a partir do conhecimento da conjuntura em que se insere o fator gerador de risco, ou seja, é criada uma distribuição discreta, podendo ser por exemplo, favorável, médio e desfavorável, ou baixo, médio e alto, ou pessimista, indiferente e otimista, ou outros; e por fim, associa-se probabilidades a estes cenários.

Em muitos casos, a técnica de elaboração de cenários, com dados históricos ou previsões, associada a técnicas de simulação pode trazer resultados mais satisfatórios do que as técnicas anteriores.

Uma questão importante a ser considerada, em um estágio mais avançado da modelagem de riscos, é a da dependência de variáveis (correlação estatística), ou seja, a modelagem da variável deve considerar sua influência sobre outras e de outras sobre ela. Para início de avaliações pode-se assumir a hipótese de independência das variáveis e estudá-las desta forma.

4.3 MITIGAÇÃO DE RISCOS

Uma vez obtida a modelagem da consequência do risco, baseada nos parâmetros obtidos do sistema afetado, o próximo passo é avaliar se estes parâmetros são aceitáveis (ver item 3.1.5 Conceito de Aceitação de Riscos). Caso não sejam aceitáveis ou se for desejado melhorar estes parâmetros, uma das alternativas é adotar alguma medida de mitigação de risco.

Alguns mecanismos clássicos para a mitigação de riscos são: derivativos, seguros, ações jurídicas (administrativas, processuais e arbitragens), *lobby* (através de

associações de agentes ou ações diretas) e outros.

4.4 RISCOS

A seguir são apresentadas a identificação, sugestões de modelagem, quando possível, e sugestões de mitigação dos fatores geradores de riscos considerados relevantes.

4.4.1 Riscos de Mercado

Os riscos de mercado dependem do comportamento do preço da energia elétrica diante das condições do mercado e do comportamento dos agentes atuantes, sendo que o comportamento do preço é função das características desta *commodity* específica que é a energia elétrica, conforme descrito no item 3.2.1. Sugere-se, portanto, a subdivisão dos riscos de mercado em:

- variação de preço de mercado;
- incerteza na evolução da oferta e demanda;
- estratégia comercial;
- inadimplência.

4.4.1.1 Fator gerador de risco: variação de preço de mercado

a. Identificação

Em última análise talvez se possa afirmar que todos os riscos são de **preço** e/ou **quantidade**, e este é um binômio indissociável, sendo um função do outro, pois em qualquer mercado os superávits ou déficits da *commodity* afetam diretamente os preços de mercado. E, ainda, o produto preço-quantidade é que representa o “montante” financeiro em risco.

Analisar-se-á aqui o risco referente às incertezas quanto aos preços de mercado e sua variabilidade. Observa-se que o preço varia influenciado por efeitos de curto prazo e de longo prazo das variáveis fundamentais de preço. As principais variáveis são as seguintes:

- variações na oferta:
 - expansão, e cronograma de disponibilização da nova energia;
 - indisponibilidades forçadas (paradas não programadas);
 - geração térmica mínima;
- variações na demanda;
- condições hidrológicas (estado de armazenamento atual, previsão de afluências, ...);
- preço de combustível para geração térmica;
- limitações de transmissão (intercâmbio), e fatores de perdas;
- regras de operação do sistema hidrotérmico (modelagem);
- outros usos da água;
- regras para a formação dos preços de curto prazo:
 - custo do déficit, por exemplo.

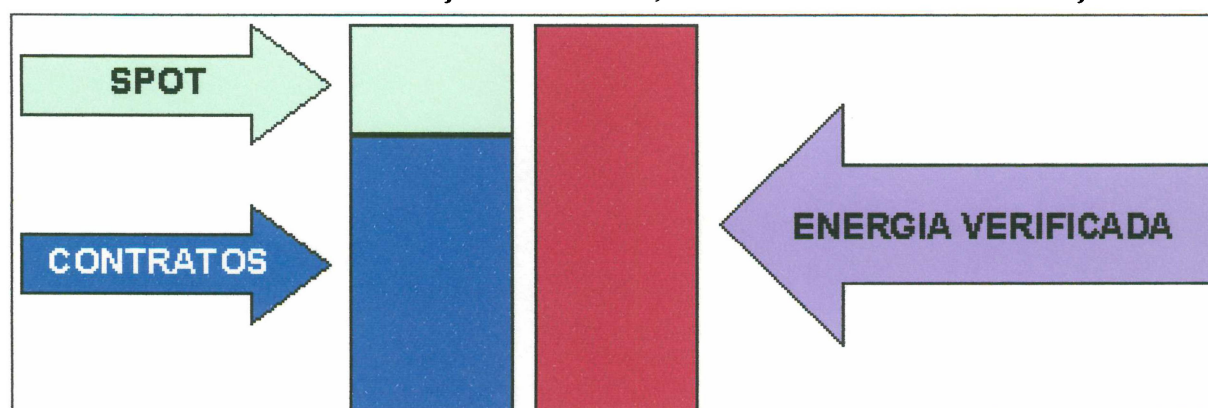
A variabilidade dos preços é tanto maior quanto menor o prazo de negociação da energia, e é função do mecanismo de formação dos preços de mercado. A precificação, para o curto prazo, da energia elétrica no Brasil tem sido feita utilizando-se o conceito de custo marginal¹⁰, através de *software* específico, chamado Newave.

No Brasil, o mercado de curto prazo desenvolve-se no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, onde ocorre o processamento da contabilização da energia

¹⁰ Custo de suprimento do MWh suplementar.

elétrica produzida e consumida no Brasil. Basicamente, a contabilização do MAE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada). Desta forma, pode-se dizer que a contabilização no MAE é baseada nas diferenças, como apresentado na figura 5 a seguir.

FIGURA 5 – CONTABILIZAÇÃO NO MAE, BASEADA NAS DIFERENÇAS



FONTE: MAE, 2002.

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram no MAE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada no MAE, ao preço do MAE por submercado (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste) e por patamar de carga (leve, médio e pesado).

A obrigação de liquidação das diferenças ao preço de curto prazo (ou preço do MAE) é o que expõe os agentes ao risco de preço de curto prazo. Como em qualquer situação de risco comercial, esta exposição pode ser vantajosa e até desejável em algumas situações, por exemplo, quando o agente tem um certo montante de energia não contratada e o preço do mercado de curto prazo está alto. Mas devido à grande variabilidade dos preços e por consequência dos montantes financeiros

envolvidos, em geral este é um risco a ser evitado ou minimizado.

No Brasil, ainda, foram criados os chamados submercados, que serão conceituados e discutidos no item 4.4.1.1.1, e que podem amplificar a variabilidade de preços.

Uma nova variável fundamental poderá ser introduzida na formação dos preços, uma vez que se consolide a oferta de preços e quantidades como mecanismo de despacho hidrotérmico e de formação de preços do mercado de curto prazo, conforme proposto pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico¹¹. Neste caso, a nova variável será o comportamento dos ofertantes diante das outras variáveis apresentadas e seu posicionamento estratégico.

4.4.1.1.1 Conceito de submercado

A resolução nº 290 da ANEEL, de 3 de agosto de 2000, ao homologar as regras do MAE, estabeleceu que o mercado funcionaria até o final de 2005 com quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Essa separação se deve à evolução histórica do sistema interligado, o qual era operado por subsistema de forma isolada até o início da década de 80. A partir dessa época os subsistemas foram sendo interligados gradualmente. No entanto, até hoje existem restrições de intercâmbio de energia elétrica entre regiões, de forma que as usinas não podem ser despachadas plenamente objetivando a minimização do custo

¹¹ A oferta de preços e quantidades como mecanismo de despacho hidrotérmico e formação de preços no mercado de curto prazo, baseia-se no princípio que o preço de qualquer mercadoria num ambiente de mercado resulta do equilíbrio entre as curvas de oferta – cuja disposição a produzir tipicamente aumenta com o preço – e de demanda – cuja disposição a consumir tende a diminuir com o preço.

total de operação do sistema. Essas restrições, em determinadas circunstâncias, acabam gerando diferenças nos custos operacionais entre regiões, o que por sua vez sinaliza a necessidade do estabelecimento de preços distintos em cada submercado.

As regras de mercado estabelecem que cada submercado seja considerado efetivamente como um mercado independente. Desta forma qualquer troca de energia entre submercados será contabilizada como uma transação comercial.

Pelas regras atuais, os contratos registrados no MAE são contabilizados no submercado comprador. Conseqüentemente, qualquer agente que negocie entre submercados poderá estar exposto ao risco decorrente das diferenças dos preços do MAE. Desta forma, o agente vendedor vende a energia associada a seu contrato no seu próprio submercado e compra a energia contratada, para entrega, no submercado do agente comprador. Haverá uma exposição negativa de contrato (perdas financeiras) quando o preço do MAE do submercado vendedor for inferior ao do comprador. Caso contrário, ocorrerá uma exposição positiva de contrato (ganhos financeiros).

A exposição dos contratos dará origem ao excedente financeiro, que corresponde ao saldo entre pagamentos e recebimentos no MAE. O excedente financeiro é alocado entre os agentes procurando cobrir ao máximo suas exposições às diferenças de preços entre os submercados, inclusive aquelas resultantes de contratos bilaterais.

No caso do sistema interligado brasileiro as diferenças de preços entre submercados podem alcançar valores bastante elevados, expondo os agentes a prejuízos insuportáveis ou ganhos expressivos, conforme pode ser verificado a seguir. No ano 2000 ocorreram diferenças de preços nos submercados, em alguns meses bastante significativas, conforme apresentado na tabela 2 a seguir.

TABELA 2 – PREÇOS DO MAE NO ANO 2000 (R\$/MWh)

MÊS	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
Janeiro	285,50	285,50	187,58	187,58
Fevereiro	190,88	190,88	158,55	158,55
Março	85,56	85,56	63,93	63,93
Abril	56,67	56,67	33,30	33,30
Maiο	86,08	86,08	47,84	47,84
Junho	137,16	137,16	69,51	69,51
Julho	145,73	145,73	99,53	99,53
Agosto	129,80	129,80	89,72	89,72
Setembro	175,99	156,11	101,49	101,49
Outubro	93,02	93,02	76,07	76,07
Novembro	149,70	149,70	127,30	127,30
Dezembro	103,54	103,54	103,54	72,16
Média	136,64	134,98	96,53	93,92

FONTE: MAE, 2002

Aplicando-se as Regras do MAE para contratos bilaterais celebrados por agentes de geração e consumo em diferentes submercados ter-se-ia as diferenças médias entre preços do MAE conforme apresentado na tabela 3 a seguir.

TABELA 3 – DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2000
(R\$/MWh)

LOCAL DA GERAÇÃO	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
S	0,00	1,66	40,11	42,72
SE/CO	-1,66	0,00	38,45	41,06
N	-40,11	-38,45	0,00	2,61
NE	-42,72	-41,06	-2,61	0,00

Com base nos dados do ano 2000 pode-se verificar que geradores localizados no submercado Sul teriam vantagens em qualquer contrato bilateral celebrado com agentes de consumo localizados em outro submercado. No entanto, a sinalização é de que não é viável se investir em geração nas regiões Norte e Nordeste para atendimento às regiões Sul e Sudeste.

Fazendo a mesma análise para o ano de 2001, tem-se as tabelas 4 e 5 a seguir.

TABELA 4 – PREÇOS DO MAE NO ANO 2001 (R\$/MWh)

MÊS	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
Janeiro	56,92	56,92	33,87	33,87
Fevereiro	153,47	160,29	121,47	121,47
Março	149,84	165,97	154,21	154,21
Abril	241,65	252,18	247,35	247,35
Maiο	415,57	459,89	440,99	440,99
Junho	67,63	684,00	549,42	684,00
Julho ⁽¹⁾	59,14	684,00	684,00	684,00
Agosto ⁽¹⁾	45,16	684,00	684,00	684,00
Setembro ⁽¹⁾	75,02	597,00	597,00	653,54
Outubro ⁽¹⁾	18,89	336,00	336,00	562,15
Novembro ⁽¹⁾	33,18	336,00	336,00	562,15
Dezembro ⁽¹⁾	24,76	336,00	336,00	562,15
Média	111,77	396,02	376,69	449,16

FONTE: MAE, 2002

(1) Médias mensais dos preços semanais.

TABELA 5 – DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2001
(R\$/MWh)

LOCAL DA GERAÇÃO	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
S	0,00	-284,25	-264,92	-337,39
SE/CO	284,25	0,00	19,33	-53,14
N	264,92	-19,33	0,00	-72,47
NE	337,39	53,14	72,47	0,00

Com base nos dados do ano 2001 pode-se verificar que: (i) as diferenças de preços médios são ainda maiores que em 2000, expondo os agentes a diferenças praticamente insuportáveis financeiramente, cabendo lembrar que 2001 foi um ano atípico no setor elétrico brasileiro devido ao racionamento de energia elétrica ocorrido; (ii) as conclusões praticamente são invertidas em relação a 2000 no que se refere a comercialização de energia entre submercados, pois geradores localizados no submercado Sul teriam grandes desvantagens em qualquer contrato bilateral celebrado com agentes de consumo localizados em outro submercado. No entanto, a sinalização é de que seria altamente viável se investir em geração nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste para atendimento à região Sul.

Desta forma, a comercialização de energia entre submercados diferentes fica praticamente inviabilizada. Há, porém, sinalizações e estudos em andamento no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no sentido de eliminar os submercados, ou reduzi-los, por exemplo, transformando o Sul e o Sudeste em um único submercado e o Norte e o Nordeste em outro. No amparo legal desta sinalização, a Resolução nº06 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que propõe diretrizes para regulamentar a redução do número de submercados de energia elétrica, resolve em seu artigo 1º “A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL regulamente a redução, a partir de 1º de janeiro de 2003, do número de submercados de energia elétrica de quatro para dois”.

b. Modelagem

A modelagem dos preços, conforme realizada hoje, está bem encaminhada, pois os agentes dispõem do *software* responsável pela formação de preços e podem reproduzir os resultados divulgados pelo Mercado Atacadista de Energia – MAE. Porém, não é uma questão resolvida, pois:

(i) restam dúvidas quanto a manipulações que possam ser efetuadas no *software* Newave, uma vez que este não é aberto, ou seja, seu código-fonte não é passível de auditoria pelos agentes;

(ii) as metodologias de definição dos dados utilizados nas simulações não são explícitas e/ou adequadamente justificadas (Por exemplo: o montante de energia térmica a ser considerado em determinado mês).

Apesar disso é o *software* atualmente em uso no setor e que gera séries sintéticas de vazões e conseqüentemente de custos marginais, a partir dos quais é possível construir a função de distribuição de probabilidade de preços do MAE¹².

Se vier a ser introduzida a formação de preços do mercado de curto prazo através da oferta de preços, a modelagem passará a ter uma nova variável fundamental que será o comportamento dos agentes ofertantes de preços diante das outras variáveis, do seu posicionamento estratégico e do comportamento dos outros ofertantes. Neste caso, parece inevitável a utilização da técnica de elaboração de cenários para a modelagem, utilizando, por exemplo, conceitos de Teoria dos Jogos¹³.

No que se refere às diferenças de preços entre submercados, o que se

¹² É necessário um ajuste nas séries de custos marginais, que consiste em adotar como valor mínimo o valor da (TEO), que corresponde a 4,00 R\$/MWh. As séries ajustadas correspondem às séries de preços do MAE.

¹³ A teoria dos jogos é o estudo formal do conflito e da cooperação. Seus conceitos são aplicados quando as ações de diversos agentes são interdependentes. Estes agentes podem ser indivíduos, grupos, empresas, ou qualquer combinação destes. Os conceitos da teoria dos jogos provêm uma linguagem para formular, estruturar, analisar e entender cenários estratégicos (TUROCY, 2001).

recomenda é que sempre que houver este risco presente, se efetue a modelagem dos preços para os submercados em questão e que se verifique as distribuições de probabilidade das diferenças de preços.

c. Mitigação

Sugere-se elaborar um mecanismo de mitigação para os riscos referentes aos preços de mercado de curto prazo, que pode, por exemplo, garantir uma rentabilidade mínima ao PíEE, para que este possa cumprir seus compromissos financeiros, não ficando exposto ao extremo inferior de preços. Um produto como este pode garantir a bancabilidade do empreendimento, possibilitando seu financiamento.

4.4.1.2 Fator gerador de risco: incerteza na evolução da oferta e demanda

a. Identificação

Como comentado em 4.4.1.1, o binômio preço-quantidade é indissociável, portanto, os riscos referentes à quantidades são tão importantes quanto o risco referente ao preço. O mais importante risco de quantidade é o que diz respeito às incertezas na evolução da oferta e demanda, ou se haverá ou não equilíbrio entre ambos, o que afeta mais fortemente os preços de longo prazo.

Na ocorrência de superávits haveria dificuldade em vender energia elétrica, em especial se o preço desejado for superior a uma média do mercado, e esta média tenderia a ser baixa. Na ocorrência de déficits haveria dificuldade ou impossibilidade em comprar energia elétrica, e o preço médio do mercado tenderia a ser alto.

b. Modelagem

O que se tem percebido no setor é uma falta de consolidação de dados de

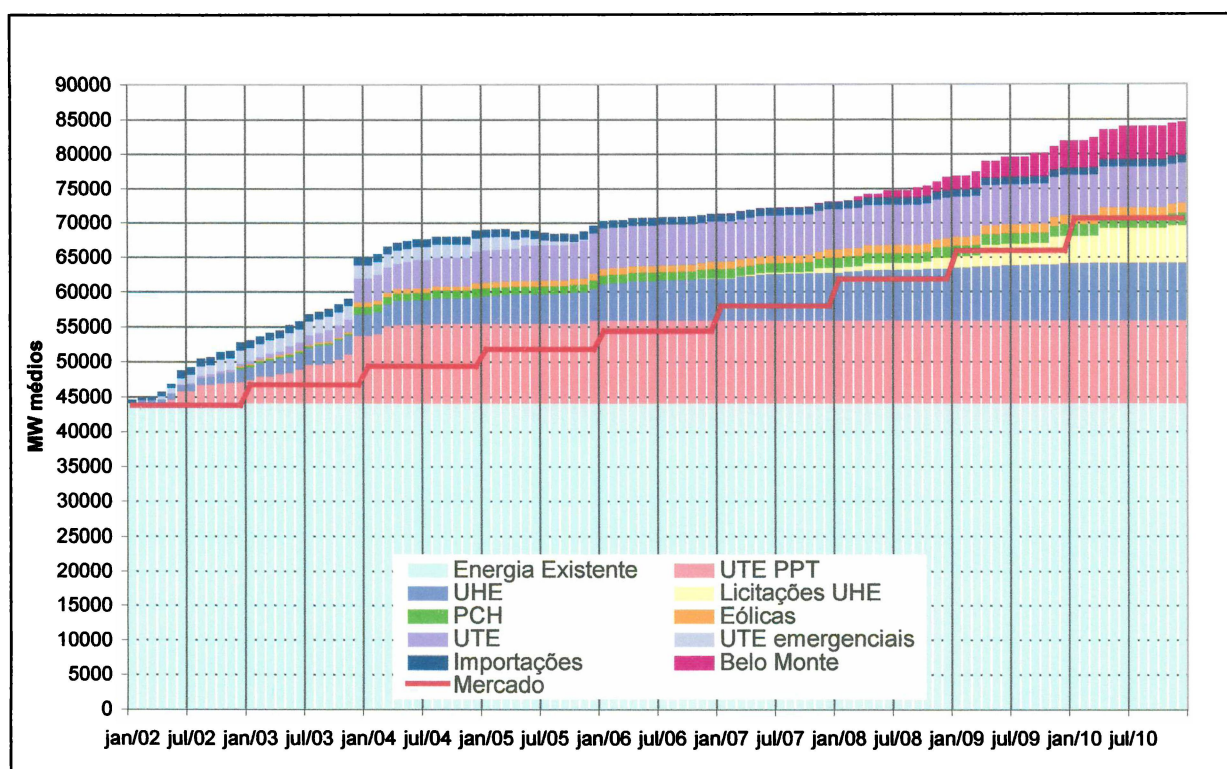
oferta e demanda de modo que se possa avaliar de maneira objetiva o balanço energético. Em estudos realizados pela RHE CONSULTORIA (2002), procurando consolidar os dados de diversas fontes, é possível prever um superávit de energia elétrica se todos os empreendimentos previstos até 2010 entrarem em operação, ou seja, alguns não deveriam entrar ou caso entrem não terão mercado imediato. Os resultados destes estudos são apresentados na tabela 6 e gráfico 1 a seguir.

TABELA 6 – BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO
(MW.MÉDIOS) – OFERTA ACUMULADA

ANO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energia existente	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105
UHE	1.852	3.133	3.814	4.532	5.935	6.805	7.396	8.132	8.131
Licitações UHE	0	0	0	0	106	761	1.639	4.020	5.522
PCH	219	1.001	1.095	1.179	1.298	1.416	1.534	1.652	1.771
Eólicas	203	648	861	1.019	1.116	1.214	1.311	1.409	1.506
UTE PPT	3.017	9.633	11.388	11.837	11.837	11.837	11.837	11.837	11.837
UTE	362	3.434	4.602	5.855	5.855	5.855	5.855	5.855	5.855
UTE emergenciais	1.938	1.938	1.938	979	0	0	0	0	0
Importações	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088
Belo Monte	0	0	0	0	0	77	1.954	3.831	4.782
TOTAL	52.783	64.980	68.892	70.594	71.340	73.158	76.719	81.929	84.647
MERCADO	43.833	46.763	49.420	51.839	54.416	58.000	61.857	65.972	70.636
BALANÇO	8.950	18.218	19.472	18.755	16.924	15.158	14.863	15.956	14.011
SOBRA	20,4%	39,0%	39,4%	36,2%	31,1%	26,1%	24,0%	24,2%	19,8%

FONTE: RHE CONSULTORIA, 2002

GRÁFICO 1 – BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO
(MW.MÉDIOS) – OFERTA ACUMULADA



FONTE: RHE CONSULTORIA, 2002

A falta de uma política setorial bem estruturada tem contribuído para estes desbalanços entre oferta e demanda. Assim, sobre este balanço devem ser aplicadas ponderações (elaboração de cenários) quanto às reais possibilidades de que a oferta e a demanda se efetivem. Cabe observar que a demanda tem pouca margem para variações bruscas, a não ser em casos extremos como em situações de racionamento, fora isso, seu crescimento sofre influência do crescimento econômico do país. Em geral, é o lado da oferta que varia mais, buscando adequar-se à evolução da demanda.

Há ainda os casos específicos, por exemplo, de perda de consumidores livres por distribuidoras. Para estes casos poderiam ser desenvolvidos balanços energéticos, criando cenários de perdas de consumidores potencialmente livres.

c. Mitigação

Novamente, um mecanismo de mitigação, que pode, por exemplo, garantir uma rentabilidade mínima ao PIEE, para que este possa cumprir seus compromissos financeiros, não ficando exposto ao extremo inferior de preços, pode ser empregado. Neste caso este mecanismo, garantiria um fluxo de caixa mínimo, em uma situação de sobre-oferta, até que a demanda crescesse.

Um outro fator gerador de risco que pode ser considerado interno à incerteza na evolução da oferta e demanda é o de falta de liquidez no mercado. Segundo PILIPOVIC (1997, p. 161), “a falta de liquidez garante que haverá riscos residuais nos portfolios que não podem ser protegidos. Estes riscos residuais são manipulados em um nível mais gerencial, incluindo a decisão básica de participar ou não em mercados sem liquidez” (tradução: Rodrigo Tamarozi). Assim este autor considera que este é um risco cuja modelagem é mais empírica e que não haveria mitigação adequada.

4.4.1.3 Fator gerador de risco: estratégia comercial

a. Identificação

O risco estratégico diz respeito às ações comerciais tomadas pelos agentes e às exposições a que estas ações levam em função da dinâmica do mercado. A definição estratégica do agente comercializador de como colocar seu produto no mercado envolve questões de preços, montantes e prazos de contrato.

Os preços de mercado são função do mecanismo de formação dos preços, porém, o agente comercializador pode definir montantes e prazos de contrato, dividindo suas operações em curto, médio e longo prazo.

Ao definir montantes e prazos de contrato o agente está assumindo o risco de estratégia comercial. Por exemplo, suponha um agente gerador que preferiu não contratar 50% de seu total de energia, deixando portanto esta energia para ser negociada ao preço de curto prazo, na expectativa de que tais preços aumentassem ao longo do tempo. Se estes preços não aumentarem ou pior, diminuïrem, este gerador poderá ter prejuïzos.

b. Modelagem

Este processo de decidir qual a melhor estratégia pode ser realizado através da alocação de blocos de energia, através da qual define-se os montantes e prazos de contrato de energia, a partir de curvas (funções de distribuição de probabilidade) de preços de energia. A tomada de decisão de como vender ou comprar um certo bloco tem um risco implícito, que pode ser avaliado, e eventualmente a decisão poderá ser modificada se o risco for acima do desejado.

c. Mitigação

A mitigação do risco de estratégia comercial pode ser obtida através da alocação de blocos de energia elétrica, e sua realocação até que se atinja a relação risco versus retorno desejada.

4.4.1.4 Fator gerador de risco: inadimplência

a. Identificação

O risco de inadimplência, ou crédito, que diz respeito ao não cumprimento de compromissos por um dos agentes envolvidos em uma negociação, é uma área relativamente nova, mesmo em mercados de derivativos mais desenvolvidos. Os

mercados de energia ainda têm questões mais básicas para resolver, mas deverá começar a incorporar este problema nas análises de risco versus retorno futuramente.

b. Modelagem

No mercado financeiro existem metodologias de avaliação de risco de inadimplência de clientes em função de suas características. Os bancos fazem do deferimento de crédito um evento repetitivo, portanto, necessitam de um sistema que possa agrupar os clientes de acordo com a probabilidade de que se tornem inadimplentes, ou seja, por faixa de risco (PAIVA, 1997).

A metodologia utilizada nos bancos para fazer uma distribuição probabilística objetiva (ou seja, classificação dos clientes por faixa de risco) é o *credit score*: através de uma ferramenta estatística chamada análise discriminante, define-se o que é um grupo de clientes de menor risco e de alto risco, e quais são as características que os discriminam entre si.

Nos sistemas em geral, tem-se os seguintes elementos: entrada, processo, saída e *feedback*. No sistema de *credit score*, a entrada é, normalmente, um ou mais dos 4 Cs do crédito (caráter, capacidade, condições e capital); o processo é a metodologia, os pesos, os indicadores utilizados para discriminar os clientes. A saída é a classificação dos clientes em grupamentos de risco ou de acordo com a probabilidade de perda; e o *feedback* é a margem de erro do processo (PAIVA, 1997).

PAIVA (1997, p. 24) descreve o *credit score* com base na inadimplência:

Digamos que vamos desenvolver um sistema de *credit score* (...). Para o grupo de clientes de menor risco, adota-se uma denominação que, no nosso caso, será “cliente A”. Após esse passo, define-se qual grupamento irá representar os clientes de possibilidade de perda total ou aqueles já problemáticos, e as variáveis que os discriminam. No nosso caso,

denominaremos de “clientes E”. Definidos os extremos, distribui-se o restante das faixas intermediárias através de um sistema de pontuação, ponderando-se a importância de cada variável discriminante. Definidos os vários agrupamentos de clientes (A, B, C, D e E), historicamente obtém-se qual foi a perda com esses clientes, e se essas perdas se enquadram dentro do que foi previsto para os diversos grupos. Definindo que clientes “A” são clientes que gozam de boa saúde econômico-financeira e que esse grupo não pode dar uma perda no ano maior que 0,1% (perda máxima admissível), a amostra de clientes que geraram as características discriminantes tem que ter obedecido a essa perda (perda histórica). Assim, utiliza-se a metodologia para os demais grupos de clientes. Com a definição de perdas máximas admissíveis (...) passa-se a ter um parâmetro de controle sobre a classificação de novos elementos. Uma empresa que não pertencia a um grupo, inicialmente, é comparada com as características dos elementos de forma a identificar a qual grupo essa empresa pertenceria, classificando, assim, a empresa dentro do grupo.

O sistema de *credit score* resulta em tabelas do tipo apresentada na tabela 7 a seguir.

TABELA 7 – EXEMPLO DE TABELA DE *CREDIT SCORE*

FAIXA	PROBABILIDADE DE INADIMPLÊNCIA
A	0,01
B	0,05
C	0,20
D	0,80
E	1,00

FONTE: PAIVA, 1997

c. Mitigação

Uma vez analisado o risco de inadimplência de cada cliente, é ainda necessário estabelecer diversos cenários de venda da energia que associem cada cliente a um bloco de energia do total disponível. Assim, a alocação de blocos de energia elétrica, também pode ser utilizada na mitigação do risco de inadimplência, se considerar os riscos de inadimplência associados a cada bloco.

Além deste, há mecanismos clássicos para a mitigação como seguros, cartas fiança, etc.

4.4.2 Riscos Técnicos e Climáticos

Os riscos técnicos e climáticos referem-se basicamente aos riscos operacionais e hidrológicos.

4.4.2.1 Fator gerador de risco: operação das usinas

a. Identificação

Os riscos operacionais são relativos à operação das usinas, especialmente, os riscos referentes à não geração de energia, por exemplo:

- Atraso no início da operação: (i) atraso no cronograma de obras, e (ii) atraso nos licenciamentos, inclusive ambientais;
- Indisponibilidade de unidade geradora por paradas não programadas

b. Modelagem

A elaboração de cenários é uma técnica adequada para a modelagem do atraso no cronograma de obras e nos licenciamentos, inclusive ambientais. O primeiro é bem conhecido por parte de empresas de construção, e o segundo requer o conhecimento das instâncias institucionais de licenciamento. Neste último os cenários devem ser conservadores devido à falta de uniformidade nos processos de licenciamento ambiental, no sentido de que cada projeto tem análises bem específicas.

As paradas não programadas são também já bem conhecidas por agentes

geradores e de transmissão, ou seja, já há experiência acumulada suficiente para prever com boa precisão a probabilidade de paradas.

c. Mitigação

Os mecanismos de mitigação aqui podem ser os seguros por exemplo, ou a energia de reserva (também conhecida como *backup* de energia), que consiste em se ter algum contrato de fornecimento de energia caso a geração em sua própria usina falhe, funcionando como uma opção de compra de energia com respaldo físico de energia. Este mecanismo, porém, requer um mercado com maior liquidez – maior volume de negócios – para que se estimule sua prática, tornando-o bom para ambos os agentes envolvidos.

4.4.2.2 Fator gerador de risco: hidrologia

a. Identificação

Os riscos hidrológicos são relativos à disponibilidade hídrica nas diversas regiões do sistema interligado e às regras de otimização deste sistema, por exemplo, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Com a finalidade de melhor administrar o risco hidrológico a que os geradores hidrelétricos se expõem, foi adotado no âmbito do MAE o denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo tem por objetivo garantir que sob condições normais de operação os geradores recebam a receita associada à sua energia assegurada¹⁴ através de realocação da geração das usinas com excedente para aquelas que estão deficitárias.

¹⁴ Para uma análise do significado e do processo de cálculo ver: ENERGIA BRASIL. **Avaliação da metodologia de cálculo de energia assegurada de usinas hidrelétricas**: relatório técnico. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/estudos_pesquisas/rel_energia_assegurada.PDF>. Acesso em: 17 out. 2002.

A energia assegurada de uma usina pode ser entendida como o montante de geração que cada usina pode fornecer ao sistema, obedecendo a um específico critério de risco de déficit. Com o MRE, cada usina hidrelétrica recebe um crédito de energia em proporção a sua contribuição para a energia assegurada do sistema, correspondente à máxima carga que pode ser suprida pelo sistema com um nível de risco fixado.

Este mecanismo tem por objetivo reduzir o risco hidrológico, porém como demonstrado por BETTEGA (1999), “...não elimina totalmente o risco hidrológico (...) Portanto, apesar da existência do MRE, o investidor deve ficar atento para, em função do risco inerente ao seu projeto, buscar fontes alternativas de proteção contra o risco hidrológico”.

b. Modelagem

A modelagem consiste em simular todas as regras do MRE, utilizando cenários de preços, energias armazenadas e energias afluentes.

c. Mitigação

Como mecanismos de mitigação para o fator gerador de risco hidrológico sugere-se:

- Tradicionais: como as opções de compra financeiras;
- Energia de reserva (*Backup* de energia): que consiste em se ter algum contrato de fornecimento de energia caso a geração em sua própria usina falhe, funcionando como uma opção de compra de energia com respaldo

físico;

- Definição do nível de contratação bilateral: que consiste na definição adequada do montante a ser vendido bilateralmente, evitando exposições aos preços de mercado de curto prazo. As usinas hidrelétricas têm como limite de contratação a sua energia assegurada, porém em determinadas situações estará gerando mais ou menos que a energia assegurada. Quando estiver gerando menos do que o contratado bilateralmente terá de comprar energia ao preço de mercado de curto prazo, o que pode ser minimizado contratando-se algum valor inferior à energia assegurada.

4.4.3 Riscos Econômico-Financeiros

Os riscos econômico-financeiros são basicamente os riscos tributários e de custos de investimento e de financiamento.

4.4.3.1 Fator gerador de risco: variação de tributos

a. Identificação

Os riscos tributários referem-se à possibilidade de variação, ao longo do tempo, de encargos, taxas e impostos, ou em regras contábeis (p. ex. regras de amortização), o que pode impactar significativamente a rentabilidade dos agentes.

Ainda, o desconhecimento, a falha na interpretação/aplicação ou a ausência normativa tributária e/ou de encargos podem ser considerados como integrantes do risco tributário. Segundo CARNEIRO (2001, p. 47), “a complexidade do Sistema Tributário Nacional é tamanha que é estimado que no Brasil vigorem, atualmente, mais de 3.000 normas em matéria tributária, sendo que a frenética e constante

modificação normativa proporciona insegurança ao sujeito passivo contribuinte”.

Como exemplo do fator gerador de risco variação de tributos pode-se citar os encargos e impostos que são parâmetros decididos por instituições públicas, como o Programa de Integração Social – PIS, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins, Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas – IRPJ, etc.

b. Modelagem

A elaboração de cenários, com a análises de sensibilidade, é uma técnica adequada para modelar este risco.

c. Mitigação

O processo de mitigação requer:

- conhecimento;
- preparação;
- interação como poder normativo.

A mitigação pode-se dar pela transferência contratual pelo re-equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

4.4.3.2 Fator gerador de risco: variação de custos de investimento e de financiamento

Os riscos de custos de investimentos e de financiamento são riscos que, de modo geral, afetam toda a economia do país, como variação em taxas de juros e câmbio, sendo que será abordada apenas a questão do risco cambial, que é uma das mais importantes.

a. Identificação

O risco cambial surge quando o fluxo de caixa de uma operação é denominado em mais de uma moeda. Em tal caso, uma mudança nas taxas de câmbio entre as moedas envolvidas afetará o fluxo de caixa. Por exemplo, um agente comercializador que importa energia pagando em dólares americanos (US\$), e venda no mercado brasileiro em reais (R\$).

b. Modelagem

Quando a economia de um país sofre os efeitos da inflação, ou seja, se os custos dos produtos produzidos internamente crescem, haverá a necessidade, de forma a manter a competitividade desses produtos no mercado internacional, de alterar as taxas de câmbio que permitam o reajuste dos preços internos aos preços externos, após compensado o desconto da inflação externa. No caso do Brasil, os ajustes são feitos sempre em relação ao dólar, que é a moeda de referência de nossas transações externas. A desvalorização do real frente ao dólar é calculada levando-se em conta a taxa de câmbio nominal média do período, considerando a cotação de venda do Banco Central corrigida pela relação entre o índice de preços no atacado dos EUA e o IPA-DI da FGV. Assim, supondo que, no período, a inflação interna tenha sido de 10% e a externa, de 1%, logo a inflação líquida foi de 8,9% resultado de $[(1,10/1,01)-1].100$. Para manter a equivalência do custo interno ao externo, tem-se de desvalorizar o real em 8,9%, ou seja, no início um dólar valia R\$1,00, ao final um dólar vale R\$ 1,089 (FORTUNA, 2001).

Assim, a evolução do valor do câmbio (R\$/US\$), no longo prazo, equivale à medida prevista para a inflação.

No curto prazo, porém, este é um fator de risco que depende da economia em nível internacional – políticas econômicas dos países, interesses de grandes investidores, ... – e portanto são de solução difícil. Assim, para o curto prazo, a modelagem que melhor se adapta é a elaboração de cenários. Para isso é positivo o fato de haver um mercado de futuros de câmbio já bem desenvolvido, que indica as expectativas de evolução futura da taxa de câmbio.

c. Mitigação

Para a mitigação deste risco, existem produtos financeiros (derivativos) específicos bastante desenvolvidos.

4.4.4 Riscos Jurídicos e Institucionais

A seguir são apresentados os riscos jurídicos e institucionais.

4.4.4.1 Riscos jurídicos

Os riscos jurídicos podem ser divididos em riscos normativos e contratuais, sobre os quais discorre-se na seqüência.

4.4.4.1.1 Fator gerador de risco: normatização

a. Identificação

Os instrumentos normativos são conjuntos de regras regulamentadoras, podendo ser: constituição Federal, leis, leis complementares, decretos, resoluções, pareceres normativos, procedimentos de mercado, etc.

Os fatores geradores dos riscos normativos são o desconhecimento, a falha na interpretação/aplicação ou, ainda, alteração ou ausência normativa que imponha alteração nos resultados das operações.

No caso específico do setor elétrico os riscos normativos podem ser, por exemplo:

- risco de se alterarem de forma unilateral as Regras de Mercado;
- falta de estabilidade na regulamentação do setor, em especial em situações críticas, como na fase de racionamento em 2001, no qual a falta de definições para estas situações permitiu que os agentes fizessem questionamentos.

b. Modelagem

Para este risco a modelagem não se aplica, pois não seria possível sem a adoção de um empirismo considerável.

c. Mitigação

O processo de mitigação requer (RAMOS et al., 2001):

- preparação da empresa para o ambiente institucional;
- preparação da equipe;
- interação com o ambiente regulador (antecedência);
- agilidade (adaptação).

4.4.4.1.2 Fator gerador de risco: contrato

a. Identificação

BULGARELLI (2000, p. 57) define o contrato como um “acordo de vontades gerador de efeitos obrigacionais”. Assim, pode-se dizer que a inadequação dos instrumentos contratuais às operações desejadas pode ser um fator gerador de risco.

Os fatores que podem tornar o contrato um fator gerador de risco são basicamente:

- Formação do contrato: negociação e redação;
- Aplicação do contrato: interpretação e gerenciamento;
- Casos extremos: rescisão, garantias e controvérsias – processos e arbitragens.

b. Modelagem

Para este risco a modelagem não se aplica, pois não seria possível sem a adoção de um empirismo considerável.

c. Mitigação

O processo de mitigação requer:

- preparação da empresa para o ambiente negocial;
- seleção de equipe;
- estabelecimento de padrões de comportamento da empresa;
- estar preparado para os extremos.

4.4.4.2 Riscos institucionais

a. Identificação

Os riscos institucionais são os referentes à política setorial ou regulatórios.

Quanto aos riscos institucionais referentes à política setorial pode-se citar:

- a falha no planejamento energético de longo prazo: no Brasil a falta de uma política setorial bem estruturada tem contribuído para desbalanços entre oferta e demanda, por não fornecer os incentivos adequados para a entrada de novos agentes;
- as falhas no funcionamento dos diversos órgãos que interferem no setor. Por exemplo, poderia ser considerado um risco institucional o risco de paralisia no MAE, por questionamentos de agentes, como ocorreu já desde seu início. Neste caso, por exemplo, a instituição responsável (governo através do Ministério de Minas e Energia, ou o próprio MAE) poderia ter colocado em uma conta à parte os valores em disputa e deixado o mercado funcionar normalmente até a questão ser resolvida¹⁵;
- criação de subsídios;
- estabelecimento de compras compulsórias. Por exemplo: a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), entre outras disposições, estabelece em seu artigo 1º, “Os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) e à contratação de capacidade de geração ou

¹⁵ Como resultado do processo de revitalização deverá ser criada uma câmara de arbitragem do MAE para dirimir eventuais conflitos.

potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico, segundo regulamentação a ser estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL”

Quanto aos riscos institucionais regulatórios pode-se citar:

- interferência do poder regulador nos preços do MAE;
- encargo de serviços do sistema: despesas fixas do sistema (dividido entre carga e demanda), como os custos do MAE e ONS.

b. Modelagem

Para este risco a modelagem não se aplica, pois não seria possível sem a adoção de um empirismo considerável.

c. Mitigação

Acompanhamento de mudanças institucionais, através por exemplo, do contato e participação em associações representativas dos agentes.

Deve-se acompanhar as regras de intervenção do Estado no mercado, pois como há atividades do setor realizadas mediante concessão, sempre haverá algum tipo de intervenção do Estado no mercado quando houver algum desequilíbrio. É obrigação do Estado estar presente, posto que a energia elétrica tem caráter de serviço público (transmissão e distribuição) e de uso de bem público (geração hidrelétrica). Nas palavras de GOMIDE (2002) o modelo do setor elétrico deve ter “tanta

competição quanto possível, tanto governo quanto necessário”, o que resume bem esta obrigação.

4.4.5 Tabela Resumo dos Riscos

A seguir é apresentado na tabela 8 um resumo dos riscos identificados.

TABELA 8 – RESUMO DOS RISCOS

FATOR GERADOR DE RISCO	SUGESTÃO DE MODELAGEM	SUGESTÃO DE MITIGAÇÃO
Riscos de Mercado		
Variação de preço de mercado	Resultados do Newave; simulação de diferenças de preços entre submercados	Mecanismo de mitigação, que pode, garantir uma rentabilidade mínima ao PíEE, para que este possa cumprir seus compromissos financeiros, não ficando exposto ao extremo inferior de preços
Incerteza na evolução da oferta e demanda	Elaboração de Balanço Energético, com ponderações adequadas	Idem mecanismo anterior
Estratégia comercial	Elaboração de curvas (f.d.p.) de preços de energia	Alocação de Blocos de Energia
Inadimplência	Uso de tabelas com probabilidades de inadimplência	Uso de tabelas com probabilidades de inadimplência + Alocação de Blocos de Energia

FATOR GERADOR DE RISCO	SUGESTÃO DE MODELAGEM	SUGESTÃO DE MITIGAÇÃO
Riscos Técnicos e Climáticos		
Operação das usinas	Técnica de elaboração de cenários; uso de distribuições de probabilidade conhecidas	Seguros; Energia de reserva (<i>Backup</i> de energia)
Hidrologia	Simulação das regras do MRE	Mecanismos tradicionais; Energia de reserva (<i>Backup</i> de energia); Nível de contratação bilateral
Riscos Econômico-Financeiros		
Variação de tributos	Técnica de elaboração de cenários	Conhecimento, preparação e interação com o poder normativo
Variação de custos de investimento e de financiamento (Variação na taxa de câmbio)	No longo prazo é igual à previsão de inflação; no curto prazo: elaboração de cenários	Produtos financeiros (derivativos)
Riscos Jurídicos-Institucionais		
Riscos jurídicos		
Normatização	Não se aplica	Preparação da empresa para o ambiente institucional, preparação da equipe, interação com o ambiente regulador (antecedência), agilidade (adaptação)

FATOR GERADOR DE RISCO	SUGESTÃO DE MODELAGEM	SUGESTÃO DE MITIGAÇÃO
Contrato	Não se aplica	Preparação da empresa para o ambiente negocial, seleção de equipe, estabelecimento de padrões de comportamento da empresa, estar preparado para os extremos
Riscos Institucionais	Não se aplica	Acompanhamento de mudanças institucionais

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Segundo PILIPOVIC (1997, p. 8) “A combinação de um jovem mercado de derivativos em desenvolvimento, com contratos muito sofisticados, são um desafio fantástico para analistas quantitativos e gerenciadores de risco nos mercados de energia”. (tradução: Rodrigo Tamarozzi)

Devido a esta relativa juventude e complexidade dos mercados competitivos de energia elétrica, aliada ao recente início de implantação deste modelo no setor elétrico brasileiro, faz-se necessário estabelecer procedimentos de identificação e modelagem de riscos como os apresentados.

Procurou-se neste trabalho apresentar propostas para a identificação e modelagem que ao mesmo tempo pudessem ser abrangentes, mas que facilitassem a compreensão e entendimento dos principais fatores geradores de risco. Percebeu-se a dificuldade de identificar e modelar os riscos do setor elétrico brasileiro devido ao fato que este está passando por uma fase lenta de re-adequações, visando corrigir erros e permitir seu pleno desenvolvimento. Pode-se dizer que, provavelmente, o risco mais importante identificado até o momento de conclusão deste trabalho é o institucional, devido à alta probabilidade de mudanças em pontos importantes do setor, tais como, o modelo de formação de preços por oferta e a redefinição dos submercados.

Observou-se ao longo do desenvolvimento do trabalho que muitos produtos padrão do mercado financeiro podem ser usados no mercado de energia elétrica, porém, uma vez identificados os riscos, torna-se possível utilizar a criatividade para a criação de mecanismos de mitigação.

Como linhas de pesquisa complementares a este trabalho faz-se as seguintes

recomendações:

1. Quanto à identificação de fatores geradores de riscos é intrigante a questão de se um determinado risco é ou não relevante, ou seja, se ele deve ou não ser estudado. E ainda, surge a questão de quais riscos estudar primeiro. O que se observa é que em cada mercado específico poucos riscos são vitais e muitos são triviais, portanto deve-se concluir quais não podem ser desprezados, e quais podem, por serem pouco relevantes. Sugere-se como ferramenta de auxílio para buscar respostas a estas questões que se estime o custo para estudar em detalhes cada risco e criar mecanismos de mitigação, e se estime o prejuízo que este risco pode causar (valor presente de suas conseqüências, com probabilidades associadas). Assim, se a estimativa de prejuízo for maior que a estimativa de custo ele é um risco relevante, e quanto maior a relação prejuízo/custo, ponderada pela probabilidade de acontecer, maior prioridade deve ser dada ao estudo deste risco;

2. Elaborar um mecanismo de mitigação, que pode, garantir uma rentabilidade mínima ao PíEE, para que este possa cumprir seus compromissos financeiros, não ficando exposto ao extremo inferior de preços;

3. Elaborar mecanismo de mitigação através da alocação otimizada de blocos de energia.

GLOSSÁRIO

Bancabilidade – transformação para o português da palavra da língua inglesa *bankability*, que conceitualmente significa viabilidade de financiamento através de um agente financeiro, com as garantias exigidas por este.

Broker – Corretor; agente de intermediação de compra e venda.

Collateral – Garantia; caução.

Commodity – Segundo o dicionário MICHAELIS (1998, p. 543) “(*comôditi*) (*ingl*) *Com.* Mercadoria em estado bruto ou produto básico de importância comercial, como café, cereais, algodão etc., cujo preço é controlado por bolsas internacionais”.

Credit Score – escore de crédito; pontuação de crédito.

Feedback – realimentação; retroalimentação. Esta palavra aparece nos dicionários de língua portuguesa.

Portfólio – carteira (conjunto) de negócios ou projetos.

Volatilidade – A volatilidade, λ , é o desvio-padrão do retorno sobre o preço normalizado pelo tempo, com o tempo expresso em termos anuais:

$$\lambda = \frac{S}{\sqrt{\tau}}$$

onde:

τ : intervalo de tempo em anos. Como os preços *spot* são mensais, τ é igual a 1/12;

s : estimativa do desvio-padrão dos valores de u_i (retorno sobre o preço),
dado por:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n u_i^2 - \frac{1}{n(n-1)} \left(\sum_{i=1}^n u_i \right)^2};$$

n : número de observações.

O retorno sobre o preço, u_i , é dado por:

$$u_i = \ln \left(\frac{S_i}{S_{i-1}} \right)$$

onde:

S_i : preço *spot* no final o i -ésimo intervalo ($i = 0, 1, \dots, n$)

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução nº 172, de 7 de maio de 2001. Estabelece o valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO para pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 08.05.2001, seção 1, p.36, v.139, n.88-E.

_____. Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 04.08.2000, seção 1, p.43, v.138, n.150-E.

BETTEGA, R. **O impacto da comercialização no mercado spot de energia na análise de viabilidade de hidrelétricas**. Curitiba, 1999. 221 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 05.03.1993, seção 1, p.2597.

_____. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para assuntos jurídicos. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 30.04.2002, seção 1, p.1, v.139, n.81-A.

_____. Presidência da República. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 23.06.2001 (Edição extra).

BULGARELLI, W. **Contratos mercantis**. 13. ed. São Paulo: Atlas, 2000. 699 p.

CLEMENTE, L. **Seleção da potência instalada ótima de PCHs no contexto de mercados competitivos**. Curitiba, 2001. 270 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE. Resolução nº 06 de 21 de agosto de 2002. Propõe diretrizes para regulamentar a redução do número de submercados de energia elétrica. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 23.08.2002, seção 1, p.51, v.139, n.163.

COOPERS & LYBRAND. **Etapa VII – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Relatório Consolidado Etapa VII. Volume II: Relatório Principal. Dezembro de 1997.

ENERGIA BRASIL. **Avaliação da metodologia de cálculo de energia assegurada de usinas hidrelétricas**: relatório técnico. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/estudos_pesquisas/rel_energia_assegurada.PDF>. Acesso em: 17 out. 2002.

FEIL, A. S. **Critérios para tomada de decisão em investimentos de geração em ambientes competitivos**. Curitiba, 1999. 102 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

FORTUNA, E. **Mercado financeiro**: produtos e serviços. 14. ed. rev. e amp. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 2001. 608 p.

GOMIDE, F. L. S. Tanta competição quanto possível, tanto governo quanto necessário. **Brasil Energia**, nº 261, ago. 2002. p.14-18. Entrevista.

JORION, P. **Value at risk**: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998. 306 p.

KUWABARA, M. S. **Avaliação de riscos na comercialização de energia**: estudo de importação de energia. Curitiba, 2001. 137 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

LEMGRUBER, E. F. et al. (Org.). **Gestão de risco e derivativos**: aplicações no Brasil. São Paulo: Atlas, 2001. 274 p.(Coleção COPPEAD de administração).

MICHAELIS. **Moderno dicionário da língua portuguesa**. São Paulo: Companhia Melhoramentos, 1998. 2267 p.

MINE, M. R. M. **TH-914 Estatística**. Curitiba, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

MOROSOWSKI FILHO, M. **Comercialização de energia elétrica**: análise de contratos no setor elétrico. Curitiba, 2001. 36 p. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

PAIVA, C. A. de C. **Administração do risco de crédito**. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 1997. 94 p.

PILIPOVIC, D. **Energy risk**: valuing and managing energy derivatives. New York: McGraw-Hill, 1997. 248 p.

RAMOS, F. et al. **TH-921 Análise e gestão de risco em mercados de energia elétrica**. Notas de aula. Curitiba, 2001. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

RHE CONSULTORIA. **Balanco energético estático**. Relatório de circulação interna. Curitiba, 2002.

TUCCI, C. E. M. Modelos Determinísticos. In: BARTH, F. T. et al. **Modelos para gerenciamento de recursos hídricos**. São Paulo: Nobel/ABRH. p. 211-324

TUROCY, T. L.; STENGEL, B. VON. **Game theory**. Research Report. 2001. 39 p. (preparado para *Encyclopedia of Information Systems*, Academic Press).

UMBRIA, F. C. **Modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro**. Curitiba, 1999. 137 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

DOCUMENTOS CONSULTADOS

BENJAMIN, J. R.; CORNELL, C. A. **Probability, statistics, and decision for civil engineers**. New York: McGraw-Hill Book Company, 1970. 684 p.

BERNSTEIN, P. L. **Desafio aos deuses: a fascinante história do risco**. 6. ed. Tradução de: Ivo Korytowski. Rio de Janeiro: Campus, 1997. 390 p.

BESSADA, O. **O mercado de derivativos financeiros**. Rio de Janeiro: Record, 2000. 299 p.

BM&F. **Comercialização de energia elétrica: o cenário brasileiro e as experiências da Escandinávia e do Reino Unido**. São Paulo, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada.

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. **Relatório de progresso nº2**. Disponível em: <<http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Marcado=revitalizacao&Pagina=revitalizacao.asp>> Acesso em: 14 maio 2002.

_____. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. **Relatório de progresso nº3**. Disponível em: <<http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Marcado=revitalizacao&Pagina=revitalizacao.asp>> Acesso em: 30 maio 2002.

CARNEIRO, D. A. **Tributos e encargos do setor elétrico brasileiro: a incidência tributária nos contratos de comercialização de energia elétrica**. Curitiba: Juruá, 2001. 142 p.

CEPEL. **Projeto NEWAVE: modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes: manual do usuário**. Rio de Janeiro, 2001.

CEPEL. **Especificação funcional do modelo NEWAVE**. Rio de Janeiro, 1999?.

ENERGIA BRASIL. **Oferta de energia: programa estratégico de aumento da oferta 2001 – 2004**. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Marcado=oferta&Pagina=oferta_energia.asp> Acesso em: 30 abr. 2002.

FEIL, A. S. **Os múltiplos critérios de decisão de investimentos de geração de energia elétrica**. Curitiba, 1997. 100 p. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná - COPEL.

FINNERTY, J. D. **Project finance: engenharia baseada em ativos**. Tradução de: Bazán Tecnologia e Linguística, Carlos Henrique Trieschmann. Supervisão de: Eduardo Fortuna. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 1998. 376 p.

FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990. 232 p.

FUSARO, P. C. **Energy risk management: hedging strategies and instruments for the international energy markets**. New York: McGraw-Hill, 1998. 260 p.

KAWAI JÚNIOR, M. **Comportamento dos especuladores do boom e no crash do mercado de derivativos**. Campinas, 1999. 134 p. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas.

KRAUSE, G.G. **Mercado spot e energia elétrica: uma commodity como outra qualquer ?** Revista Brasileira de Energia, Vol 4, n° 1, 1995.

LAPPONI, Juan Carlos. **Avaliação de projetos de investimento: modelos em EXCEL**. São Paulo: Lapponi Treinamento e Editora Ltda, 1996. 264 p.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil**. 2. imp. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997. 528 p.

MARIN, M. C. F. C. **Pequenas centrais hidrelétricas no novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Curitiba, 2000. 67 f. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

MOROSOWSKI FILHO, M. **TH-916 Fundamentos de análise econômica**. Curitiba, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

MORRIS, M. H.; MORRIS, G. **Política de preços em um mercado competitivo e inflacionado**. Tradução de: José Carlos Barbosa dos Santos. Revisão técnica de: Luciano Sabóia. São Paulo: Makron Books, 1994. 256 p.

NASCIMENTO, J. G. A. do; NUNES, H. R. A.. **A utilização de instrumentos financeiros na gestão de riscos na comercialização de energia elétrica**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XVI SNPTEE, 2001, Campinas, São Paulo, Brasil.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 4. ed. São Paulo: Makron Books, 1999. 792, p.

PINTO, N. et al. **Hidrologia básica**. São Paulo: E. Blücher, 1976. 278 p.

RAMOS, F. **TH-917 A indústria de energia elétrica**. Curitiba, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

_____, F. **Investimentos em geração: alguns problemas e perplexidades**. Curitiba: 1996. Palestra. 5 cópias de transparências: p&b. (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

_____, F. **Oportunidades de participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro**. Curitiba, 1996. (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

SANTOS, E. **O impacto da pouca informação hidrológica no dimensionamento energético de aproveitamentos hidrelétricos**. Curitiba, 2000. 185 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001. 184 p.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. São Paulo: Atlas, 1995. 142 p.

UMBRIA, F. C. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro e a comercialização de energia elétrica no âmbito do mercado atacadista de energia**. Curitiba, 1999. 93 p. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Sistema de Bibliotecas. **Normas para apresentação de documentos científicos**. Curitiba, 2000.