

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**MECANISMOS DE AVALIAÇÃO DE CONTRATOS  
DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA  
EM AMBIENTE COMPETITIVO**

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA A  
OBTENÇÃO DO GRAU DE  
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**JOÃO MIGUEL MONGELLI MARTIN**

FLORIANÓPOLIS, FEVEREIRO DE 2002

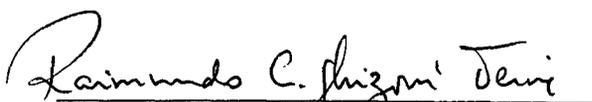
# Mecanismos de Avaliação de Contratos de Compra e Venda de Energia em Ambiente Competitivo

João Miguel Mongelli Martin

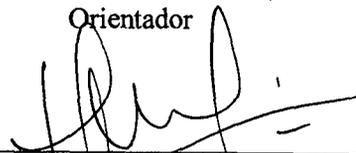
‘Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica,  
e aprovada em sua forma final pelo curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina’

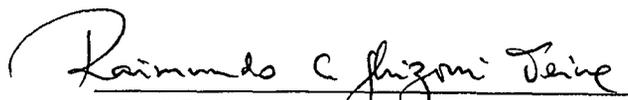


Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr. Eng.  
Orientador

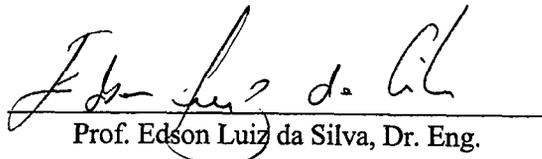


Prof. Edson Roberto De Pieri Dr.  
Coordenador do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

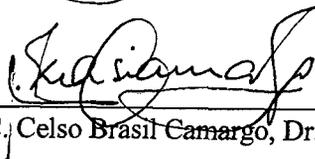
Banca Examinadora:



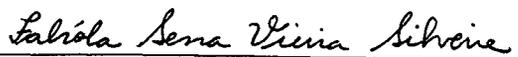
Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr. Eng.



Prof. Edson Luiz da Silva, Dr. Eng.



Prof. C. Celso Brasil Camargo, Dr. Eng.



Eng.ª Fabíola Sena Vieira Silveira., Dr. Eng.

**A minha família,  
sempre presente**

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Professor Raimundo Ghizoni Teive pelo companheirismo nesta jornada, pela amizade e pela paciente orientação no desenvolvimento deste trabalho

Aos Professores Marciano Morozowski Filho, Edson Luiz da Silva e Fabíola Sena Vieira Silveira pelas motivações e por serem parte integrante da minha formação profissional.

À banca examinadora composta pelos Professores Raimundo Ghizoni Teive , C. Celso Brasil Camargo, Edson Luiz da Silva e Fabíola Sena Vieira Silveira pelas valiosas contribuições ao trabalho.

Aos Professores e Colegas do LABPLAN que sempre me apoiaram durante a realização deste trabalho.

Aos Colegas da GERASUL/DPC pelo incentivo, pelo companheirismo e pela irrestrita troca de conhecimentos.

À Universidade Federal de Santa Catarina pela acolhida.

Ao CNPq pelo auxílio durante o primeiro ano do curso de pós-graduação em engenharia elétrica.

Aos meus pais e irmãs, pela minha educação e por estarem sempre presentes.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

## **Mecanismos de Avaliação de Contratos de Compra e Venda de Energia em Ambiente Competitivo**

**João Miguel Mongelli Martin**

Fevereiro/2002

Orientador: Raimundo C. Ghizoni Teive

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-Chave: Comercialização de Energia, Portfólios e Risco.

Número de Páginas: 118

A nova regulamentação do setor somada ao processo de competição de mercado vêm impondo mudanças substanciais no desenvolvimento da indústria de energia elétrica a um ritmo muito acelerado, sendo que um dos fatores mais relevantes desse mercado, que está se desenvolvendo, diz respeito a forma de contratação da energia, a comercialização propriamente dita, que será efetuada no ambiente do mercado de energia brasileiro basicamente de duas formas: através de contratos de longo prazo ou através do mercado de curto prazo. Dessa forma, a análise dos riscos que afetam a decisão de contratação é um tópico muito importante de estudo no mercado de energia. Para tanto, é de fundamental importância o conhecimento da nova regulamentação do setor elétrico brasileiro, assim como, das características de comportamento do mercado de energia elétrica para, com base neste conhecimento, ter condições de formular os possíveis portfólios de contratos, avaliando-se conjuntamente as disponibilidades de energia e os riscos resultantes de cada decisão comercial. Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia, fundamentada nos conceitos de função utilidade e teoria de portfólios, para a obtenção de um nível de contratação factível entre os agentes de consumo e geração, considerando-se os riscos associados e o perfil de decisão de cada agente.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

## **Purchase and Sales Energy Contracts Evaluation Mechanism in Competitive Environment**

**João Miguel Mongelli Martin**

Fevereiro/2002

Supervisor: Raimundo C. Ghizoni Teive

Area of Concentration: Electric Energy System Planning

Keywords: Energy Trade, Portfolio and Risk

Number of Pages: 118

The deregulation of the electrical sector and the consequent market competition have inflicted, in a very fast way, crucial changes on the development of the electrical energy industry. One of the most important aspect of the energy market is related to the contraction decision making process, which can be executed basically by two ways: through long term contract or via short term market. The risk analysis involving this decision making process is a very important topic in the energy market study. Thus, the knowledge of both the new regulamentation of the brazilian electrical sector and the features of this market behavior is necessary to enable the formulation of the possible contract portfolios, evaluating altogether the energy availability and the resulting risks of each commercial decision. In this context, this research work proposes a methology, based on utility functions and Portfolios Theory, to obtain a feasible contraction level between consume and generation agents, taking into account the related risk as well as the decision profile of each agent.

# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>VI</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>IX</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	<b>XII</b>
<b>CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
I.1 Contextualização.....	1
I.2 Revisão Bibliográfica .....	4
I.3 Objetivos.....	9
I.4 Estrutura do Trabalho .....	10
<b>CAPÍTULO II – NOVO AMBIENTE DE MERCADO</b> .....	<b>11</b>
II.1 Introdução .....	11
II.2 Atividades Técnico Econômicas.....	11
II.2.1 <i>Produção de Energia</i> .....	11
II.2.2 <i>Consumidores</i> .....	13
II.2.3 <i>Transporte e Distribuição de Energia elétrica</i> .....	13
II.2.4 <i>Comercialização de Energia Elétrica</i> .....	15
II.2.5 <i>Operação do Sistema Elétrico Interligado</i> .....	21
II.2.6 <i>Contabilização</i> .....	22
II.2.7 <i>Regulação Técnica e Econômica</i> .....	24
II.2.8 <i>Planejamento da Expansão</i> .....	24
II.3 Conclusões.....	25
<b>CAPÍTULO III – AVALIAÇÃO DOS RISCOS DAS ATIVIDADES DE GERAÇÃO E CONSUMO</b> .....	<b>27</b>
III.1 Introdução .....	27
III.2 O Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos e a Expectativa de Preços no Mercado de Curto Prazo .....	27
III.3 Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.....	33

III.4	Níveis de Energia Assegurada .....	34
III.5	Princípios para a distribuição da energia dentro do MRE .....	34
III.6	Conceito e Percepção do Preço.....	37
III.7	Riscos inerentes à atividade de Geração.....	42
III.8	Riscos inerentes ao Consumo .....	43
III.9	Conclusões.....	44
<b>CAPÍTULO IV – TEORIA DE PORTFÓLIOS E FUNÇÃO UTILIDADE .....</b>		<b>46</b>
IV.1	Introdução .....	46
IV.2	Caracterização do Problema .....	46
IV.3	Função Utilidade – Propriedades .....	46
IV.4	Teoria de Portfólios – Markowitz.....	54
IV.5	Carteira de Contratos de Energia .....	56
IV.6	Conclusões.....	63
<b>CAPÍTULO V – A FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA.....</b>		<b>64</b>
V.1	Princípios do Problema da Contratação.....	64
V.2	Formulação Inicial do Processo de Contratação.....	65
V.3	Otimização dos Portfólios de Contratos de Energia .....	66
V.4	Conclusões.....	74
<b>CAPÍTULO VI – RESULTADOS OBTIDOS.....</b>		<b>75</b>
VI.1	Pressupostos Básicos para a Simulação.....	75
VI.2	Agentes Indiferentes ao Risco .....	76
VI.3	Agentes Propensos ao Risco .....	81
VI.4	Agentes Avessos ao Risco .....	87
VI.5	Combinações entre Agentes Propensos e Avessos ao Risco .....	91
VI.6	Conclusões.....	94
<b>CAPÍTULO VII – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>		<b>96</b>
VII.1	Conclusões.....	96
VII.2	Recomendações para trabalhos futuros.....	97

<b>ANEXO A .....</b>	<b>99</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>100</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – A Função de Comercialização.....	17
Figura 2 – Fluxos Financeiros em um Contrato de <i>Swap</i> .....	20
Figura 3 – Atuação do ONS.....	22
Figura 4 – Ambiente de Mercado .....	23
Figura 5 – Processo de Definição da Expansão da Geração e da Transmissão .....	25
Figura 6 – Cadeia de Modelos do SEB.....	29
Figura 7 – Nível de Armazenamento X Custo Marginal de Operação da Região Sudeste.....	30
Figura 8 – Energia Natural Afluente X Custo Marginal de Operação – Região Sudeste .....	30
Figura 9 – Relação de Permanência entre o Armazenamento e o CMO do SE.....	31
Figura 10 – Despesas e Receitas no MAE.....	32
Figura 11 – Curva de Permanência do Custo Marginal de Operação.....	32
Figura 12 – Alocação de Energia e Preço no Mercado de Curto prazo .....	36
Figura 13 – Alocação de Energia e Preço (Séries de Afluência de 1961–1971) .....	36
Figura 14 – Preço de equilíbrio.....	39
Figura 15 – Percepção do Preço .....	40
Figura 16 – Percepção dos Riscos – Agente Produtor .....	43
Figura 17 – Percepção do Risco – Agente Consumidor .....	44
Figura 18 – Relação entre a função utilidade e a riqueza esperada .....	50
Figura 19 – Relação entre a função utilidade e a medida de risco.....	51
Figura 20 – Relação entre os Coeficientes a e b.....	52
Figura 21 – Aversão x Propensão ao Risco .....	54
Figura 22 – Fronteira Eficiente.....	60
Figura 23 – Coeficiente de Correlação para Carteiras Compostas por Dois Ativos.....	61
Figura 24 – Efeitos da Variância das Carteiras.....	62
Figura 25 – Sensibilidade ao Preço.....	66
Figura 26 – Fronteira Eficiente do Consumidor Indiferente ao Risco .....	77
Figura 27 – Nível de Contratação do Consumidor Indiferente ao Risco .....	78
Figura 28 – Fronteira Eficiente do Gerador Indiferente ao Risco.....	78
Figura 29 – Nível de Contratação do Gerador Indiferente ao Risco.....	79
Figura 30 – Fronteira Eficiente – Agentes Indiferentes ao Risco .....	80
Figura 31 – Nível de Contratação – Agentes Indiferentes ao Risco .....	80
Figura 32 – Fronteira Eficiente do Consumidor Propenso ao Risco.....	82
Figura 33 – Nível de Contratação do Consumidor Propenso ao Risco.....	83

Figura 34 – Fronteira Eficiente do Gerador Propenso ao Risco .....	83
Figura 35 – Nível de Contratação do Gerador Propenso ao Risco .....	84
Figura 36 – Fronteira Eficiente – Agentes Propensos ao Risco.....	85
Figura 37 – Nível de Contratação dos Agentes Propensos ao Risco .....	85
Figura 38 - Sensibilidade do Retorno Esperado dos Agentes Propensos ao Risco.....	86
Figura 39 –Sensibilidade do Nível de Contratação dos Agentes Propensos ao Risco.....	87
Figura 40 – Fronteira Eficiente do Consumidor Averso ao Risco.....	88
Figura 41 – Nível de Contratação do Consumidor Averso ao Risco.....	88
Figura 42 – Fronteira Eficiente do Gerador Averso ao Risco .....	89
Figura 43 – Nível de Contratação do Gerador Averso ao Risco .....	89
Figura 44 – Fronteira Eficiente – Agentes Avessos ao Risco.....	90
Figura 45 – Nível de Contratação dos Agentes Avessos ao Risco .....	90
Figura 46 – Fronteira Eficiente: Gerador Propenso e Consumidor Averso ao Risco .....	92
Figura 47 – Nível de Contratação: Gerador Propenso e Consumidor Averso ao Risco .....	92
Figura 48 – Fronteira Eficiente: Gerador Averso e Consumidor Propenso ao Risco.....	93
Figura 49 – Nível de Contratação: Gerador Averso e Consumidor Propenso ao Risco.....	94

# CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

---

## I.1 Contextualização

O mercado de energia elétrica vem se submetendo a uma nova estrutura organizacional, buscando a participação da iniciativa privada como alternativa para expansão do setor. Esta reforma do setor elétrico teve início em 1993 com a aprovação da Lei 8.631, que extinguiu a remuneração garantida, eliminou as tarifas unificadas no território nacional e possibilitou a recuperação tarifária.

Ainda em 1993 o Decreto 1.009 cria o SINTREL (Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica) com o objetivo de garantir o livre acesso às linhas do sistema nacional de transmissão. Este Decreto permite a inserção de competitividade na atividade de geração de energia elétrica, pois garante o livre acesso às redes de transmissão e inicia o processo de separação das atividades de suprimento e distribuição.

O Decreto 915 de setembro de 1993 permite a entrada de investidores na atividade de geração de energia, criando condições para que os investidores se consorciem para a geração de energia para consumo próprio, e em caso de excedentes de energia, possibilita a venda às concessionárias. Este Decreto dá início à abertura do mercado de energia.

Em 1995, a Lei 8.987, a chamada Lei de Concessões, estabelece o sistema de licitação para concessão de serviços públicos, permitindo ao Poder Público outorgar a concessão de um serviço público mediante licitação.

Já a Lei 9.074 de 1995, introduz a figura do Produtor Independente de Energia – PIE – o qual venderá sua produção de energia por preço definido, exclusivamente, pelas forças de mercado e concedeu a possibilidade para que os novos consumidores com carga maior ou igual a 10 MW pudessem livremente escolher seu fornecedor de energia.

Dessa forma, a estruturação de um novo modelo setorial começa a ganhar força e se transforma em um processo irreversível, pois as principais mudanças introduzidas no setor seguem as tendências mundiais de reestruturação:

- ✓ livre acesso ao sistema de transmissão;
- ✓ introdução de produtores independentes de energia e,

- ✓ inserção da figura dos consumidores livres.

Em 1997 foi concluído o Projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro, elaborado pela consultora britânica Coopers & Lybrand, juntamente com técnicos do setor elétrico e consultores independentes, sob a coordenação da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia.

Nessa nova estrutura, o Estado, até então o detentor do mercado de energia elétrica, deixa de ter o monopólio do serviço e passa ser um agente planejador e fiscalizador, visando a criação de um mercado competitivo e lucrativo, mas delimitado quanto à operação e regulação, procurando manter um serviço de qualidade, que opere com segurança e confiabilidade. Segundo ARAUJO e HOFFMANN (1997) a racionalidade das reformas é a competição entre os agentes, e objetiva estender seus benefícios ao consumidor de energia elétrica.

Deve-se, entretanto, ressaltar que o mercado de energia elétrica difere de outros mercados pelo fato de não se ter como armazenar a energia gerada, tampouco tem condições de determinar qual gerador vai atender a um determinado consumidor. Isso leva à necessidade de um serviço de operação centralizado que alocará a geração ofertada às demandas requisitadas para cada momento, buscando a otimização dos recursos de geração e transmissão do sistema.

O mercado de energia elétrica apresenta esse comportamento peculiar devido a alguns aspectos como:

- ✓ necessidade de equilíbrio instantâneo entre a oferta e o consumo;
- ✓ imprevisibilidade da demanda, obrigando a manutenção de parte da capacidade ociosa;
- ✓ extensa rede de interconexões físicas.

No caso brasileiro, deve-se observar também:

- ✓ predominância de geração hidroelétrica (93%) e um sistema interligado (apenas 3 % de área isolada na região Norte) com sazonalidade hidrológica muito diferenciada e própria de cada bacia, acarretando em inversões nos fluxos de intercâmbio de energia entre áreas durante um ano operativo;

- ✓ grandes troncos de transmissão, o que realça de sobremaneira o papel do Estado, como elemento planejador objetivando a redução dos gargalos da transmissão e minimizando a ocorrência de congestionamentos;
- ✓ existência de um mercado consumidor com taxas médias de crescimento expressivas, particularmente as classes comercial e residencial. No caso do consumidor residencial, de 1970 a 1999, o número de consumidores cresceu a uma taxa de 6,2 % ao ano. Este crescimento foi maior do que o próprio crescimento populacional. No caso do consumidor comercial, de 1995 a 1999, o consumo de eletricidade no setor cresceu em média 8,6% ao ano, segundo ELETROBRÁS (1999);
- ✓ alto potencial de aumento de consumo. Como o Brasil é um País em desenvolvimento, os setores industriais e comerciais tendem a apresentar taxas de consumo de energia elétrica maiores para os próximos anos. O consumidor residencial possui um elevado potencial de crescimento de consumo, pois o consumo per capita de energia elétrica no Brasil em 1999 era de 1893 kWh/ano, conforme ELETROBRÁS (1999), enquanto que a média mundial, neste mesmo ano, era de 2364 kWh/ano por habitante.

Diante dos aspectos específicos do mercado de energia elétrica no Brasil, frente aos demais mercados existentes, é coerente que o mesmo tenha um tratamento especial no tocante à sua estrutura organizacional e funcional.

Dessa forma, a formatação de um mercado de energia no Brasil propiciou o surgimento de novos agentes, bem como o aparecimento de atividades técnicas e econômicas que até então não existiam, dentre elas destaca-se a comercialização de energia em ambiente competitivo. Estes agentes e atividades são descritos de forma detalhada no Capítulo II, enquanto que a atividade de comercialização de energia, foco principal deste trabalho, será inicialmente tratada no item seguinte, na forma de uma revisão bibliográfica, buscando-se sumariar os trabalhos relevantes que de alguma forma contribuíram no processo de tomada de decisão desta importante atividade.

## I.2 Revisão Bibliográfica

As recentes mudanças implementadas no setor elétrico, em diversos países, impulsionaram o desenvolvimento de novas metodologias para auxiliar o processo de tomada de decisão na atividade de comercialização de energia.

Como no caso brasileiro o mercado de energia ainda está se consolidando, é importante que se investigue modelos para a sua representação e avaliação, bem como que se estude metodologias de modelagem apropriadas a este mercado de energia, considerando-se aspectos quantitativos e/ou qualitativos particulares de cada sistema.

Neste sentido, a seguir serão discutidos os trabalhos mais relevantes associados com o tema de comercialização de energia elétrica, e que de alguma forma contribuíram para a formulação do problema e consequente definição do modelo computacional proposto.

No contexto da comercialização de energia um conceito importante que surge foi o de *Energy Brokerage*<sup>1</sup>, apresentado em LAMONT e RAJAN (1997). Este conceito se refere a um tipo de estrutura de mercado na qual os participantes atuam através da compra ou da venda de energia em um processo interativo com uma entidade chamada *Broker*<sup>2</sup>. A interação se realiza por meio da submissão de preços de compra e de venda por blocos de energia para específicos períodos de tempo, os *Bids*<sup>3</sup>. Neste sistema os participantes obtêm seus objetivos em termos de receita ou de despesa esperada através do desenvolvimento de estratégias de submissão de oferta de preços de compra ou de venda para o *Broker*.

O *Broker* deve ser imparcial, ou seja, não favorece nenhum agente do mercado, seu objetivo principal é realizar a otimização do sistema como um todo. Segundo o mesmo autor, mercados de *Energy Brokerage* devem ganhar importância com a desregulamentação dos mercados de energia. São exemplos deste tipo de mercado o mercado da Argentina, CAMMESA, e o mercado Escandinavo, o NORD POOL.

Os princípios apresentados por LAMONT e RAJAN (1997) são adotados para o funcionamento do mercado de energia do NORD POOL existente no norte da Europa e constituído pelos seguintes países: Suécia, Noruega e Finlândia e Dinamarca, conforme descrito em COSTA e AGUIAR (2000) e NORD POOL (2001).

---

<sup>1</sup> *Energy Brokerage* – ambiente de mercado, onde se realizam as ofertas de compra e venda.

<sup>2</sup> *Broker* – entidade que compra e vende energia

<sup>3</sup> *Bids* – são as ofertas de preços de compra e venda de energia.

O NORD POOL é uma referência para o desenvolvimento dos diversos modelos de mercado de energia, na medida em que diversos outros mercados caminham na direção da formatação de um ambiente similar ao NORD POOL, pelo menos no que diz respeito às transações comerciais onde, neste modelo, destaca-se a atuação dos agentes em distintos ambientes comerciais: o ELSPOT, o ELTERMIN, o ELOPTION e o ELBAS.

O ELSPOT caracteriza-se por ser o ambiente de transações negociadas diariamente para entrega no dia seguinte. Os participantes ao enviarem suas ofertas de preço de compra ou venda não sabem o preço final deste, antes de todos os outros participantes terem enviado suas ofertas e o preço ter sido calculado sendo, portanto, um mercado com oferta fechada de preços.

O ELTERMIN é um mercado financeiro para restrição de preço e gestão do risco, que adota basicamente contratos Futuros e *Forwards*<sup>4</sup> padrões. O ELOPTION é caracterizado pelos Contratos de Opção<sup>5</sup> que se realizam no ELTERMIN. Pode-se dizer que a opção é um contrato de risco assimétrico, onde se aplicam condições diferenciadas para cada parte do contrato. Enquanto o ELBAS caracteriza-se por ser um mercado *Spot* resultante de ajustes necessários em caso de alteração dos dados de consumo e produção, havendo então a necessidade de se realizar uma nova negociação de preços.

A reestruturação dos mercados de energia, em diversos países, levou à inserção da competitividade no ambiente da comercialização de energia, conforme descrito em LIU et al. (2000). Neste contexto, sob o ponto de vista destes autores, os produtores competem por uma parcela dos mercados *Spot* e Bilateral. A oferta para a formação do preço e a contabilização da energia no mercado *Spot* é específica para cada estrutura de mercado e, em seu trabalho, LIU et al. (2000) adotam a estrutura apresentada por LAMONT e RAJAN (1997) para o mercado *Spot*. Já no mercado bilateral, o preço da energia é determinado entre as partes envolvidas e segundo o autor os preços praticados nestes contratos dependem também da percepção do preço no mercado *Spot*.

Neste trabalho, LIU et al. (2000) formulam o processo de oferta de preço para o mercado *Spot* como um processo de decisão de Markov, objetivando a determinação do preço e da quantidade de energia a ser ofertada para o *Broker*.

---

<sup>4</sup> Estes contratos serão abordados no capítulo II.

<sup>5</sup> Estes contratos serão abordados no capítulo II.

Enquanto, a precificação no mercado bilateral é calculada utilizando-se o princípio de não-arbitragem, ou seja, um participante do mercado não pode realizar ganhos com a compra de energia de outro agente e a posterior venda da energia no mercado *Spot*, e da otimização estocástica. Pode-se dizer que o modelo de LIU et al. (2000) tem como objetivo principal a busca das estratégias corporativas observando-se as possíveis decisões dos outros agentes do mercado.

O problema da precificação da energia em ambiente competitivo, é também abordado por FERRERO et al. (1997) segundo a teoria dos jogos, onde a competição é modelada como um jogo não cooperativo, considerando-se que os agentes não detêm a totalidade das informações sobre os ações dos outros agentes, como por exemplo, a consideração de que cada agente conhece seus custos de operação e desconhece os custos de operação dos concorrentes. O jogo com informação incompleta é então transformado em um jogo com informação completa, porém imperfeita, e é resolvido com a utilização do conceito do equilíbrio de Nash<sup>6</sup>.

Várias técnicas têm sido propostas para o desenvolvimento de ferramentas de auxílio à decisão para o problema de comercialização de energia, caracterizando-se por serem a base da formatação da oferta de preços pelos agentes em alguns mercados de energia. Como exemplos, pode-se citar o trabalho de LIU et al. (2000) que adota o processo de decisão de Markov e FERRERO et al. (1997) que se utiliza da otimização estocástica e da teoria dos jogos.

Do ponto de vista da relação entre a precificação da energia e a operação do sistema, GUAN et al. (1998) propõem um modelo de operação onde o despacho econômico é comparado com o despacho por oferta de preços, observando-se o conceito de maximização das receitas em contrapartida da minimização dos custos de operação. Para tanto, adotam a programação dinâmica paramétrica, obtendo curvas de oferta horária que balizam a decisão de despacho do operador. A principal contribuição deste trabalho é a possibilidade de simulação de um despacho físico factível concomitante com a obtenção de um preço *Spot*, através de um processo de oferta de preços, que atenda aos requisitos da demanda e da oferta.

---

<sup>6</sup> Equilíbrio de Nash – corresponde a combinação de estratégias, uma para cada agente, onde nenhum agente pode aumentar seus benefícios alterando sua estratégia sem prejudicar todos os outros.

Com esta mesma concepção, RICHTER e SCHEBLÉ (1997) avaliam, através de um algoritmo genético, as estratégias que agregam maior benefício às ofertas de preços dos agentes de consumo e produção. Para a obtenção destas estratégias foram consideradas as seguintes simplificações: consideração de apenas um agente comprador recebendo ofertas de diversos agentes de geração, todos geradores com a mesma curva de custos de geração e demanda duas vezes maior que a oferta de energia. O simulador desenvolvido por RICHTER e SCHEBLÉ (1997) permite a avaliação das diferentes estratégias dos agentes de geração e consumo para a obtenção do preço de equilíbrio que satisfaça seus interesses.

Um problema inerente aos modelos baseados em algoritmos genéticos é que as melhores estratégias definidas para uma geração, podem não ser tão boas para as gerações seguintes. Assim, os autores ressaltam a necessidade de aperfeiçoamento desta pesquisa com a inclusão de um sistema especialista. Além disto, há a necessidade de avaliação da robustez da solução através da análise de sensibilidade e testes das estratégias obtidas.

Com relação à análise dos riscos, o qual se faz necessária após a abordagem da formação dos preços e do despacho, uma metodologia é apresentada em MANNILA e KORPINEN (2000). Neste trabalho são avaliados os riscos dos mercados existentes, classificando-os em três riscos básicos: risco do preço, risco do sistema e o risco da não efetivação dos compromissos contratuais.

Com o mesmo objetivo de avaliar os riscos de mercado, LANE et al. (2000) utilizam instrumentos financeiros derivativos, objetivando a proteção contra as incertezas e o gerenciamento dos riscos com o intuito de minimizar as exposições às condições de mercado adversas. Neste trabalho, a modelagem de um mercado de opções é realizada frente a agentes adaptativos que objetivam a maximização de seus recursos. A sinalização de compra e venda das opções é simulada por meio de um algoritmo genético.

Da mesma forma, agora para o mercado brasileiro, NASCIMENTO e NUNES (2001) afirmam que independentemente da forma de organização do mercado *Spot*, os agentes produtores e consumidores precisam buscar alguma forma de proteção financeira devido à instabilidade dos preços.

Esta proteção pode ser efetuada por meio de um conjunto de medidas que minimizem, ou que controlem dentro de níveis aceitáveis, as perdas resultantes das flutuações do mercado. Para tanto, segundo NASCIMENTO e NUNES (2001), pode-se

adotar medidas convencionais, como contratos bilaterais livremente negociados ou instrumentos financeiros como os derivativos.

Uma importante contribuição do trabalho de NASCIMENTO e NUNES (2001) diz respeito à aplicação do conceito de derivativos de clima onde se destaca a necessidade de mensurar o impacto que um evento climático exercerá sobre a atividade econômica que se quer proteger.

No SEB, segundo NASCIMENTO e NUNES (2001), as receitas dos agentes são diretamente influenciadas pela variável clima e estes impactos podem ser ilustrados pela relação entre o consumo da energia e a variação da temperatura, ou pelo comportamento da variação da geração hidráulica durante o período úmido e durante o período seco. Desta forma, os derivativos de clima podem ser estruturados com o intuito de suavizar o perfil de fluxo de caixa dos agentes além de servir para a convergência entre o mercado de capitais e o mercado de seguros.

A avaliação do risco é colocado de forma diferente em VEIGA et al. (2001), ou seja, como uma possibilidade de não se atingir um nível de remuneração mínima compatível com o investimento realizado, indicando-se como possibilidade de medida para tal risco o desvio padrão dos retornos (Markowitz). Neste trabalho, são adotados basicamente derivativos como instrumentos de administração dos riscos, fazendo para cada portfólio uma combinação entre contratos futuros, opções de compra e venda e *swaps*.

A previsão da receita *Spot* é vista por VEIGA et al. (2001), como um dos componentes chave para a tomada de decisão na atividade de comercialização de energia no SEB. Neste trabalho é também salientado que a precificação da energia através de procedimentos usuais do mercado financeiro não é adequada para o setor elétrico, uma vez que o ativo energia é não armazenável, ressaltando que o fator decisivo para a precificação da energia não são as preferências dos geradores e distribuidores, mas sim a dos comercializadores e investidores que possuem um portfólio diversificado, e mais eficiente, de ativos.

Com respeito a precificação de ativos, HULL (1996) salienta a impossibilidade de obter preços futuros como uma função do preço a vista e de outras variáveis perceptíveis para a precificação de ativos que são utilizados para consumo.

A atividade de comercialização de energia é avaliada através de um processo de simulação em CASTRO et al. (1999), calculando-se as receitas estimadas para uma empresa geradora e as despesas de uma empresa distribuidora/comercializadora de energia, supondo-se diversos níveis de contratação de longo prazo. Segundo estes autores, o preço da energia no mercado de curto prazo do SEB é a principal componente de incerteza sobre os agentes do setor, entendendo que a mesma deverá ser estimada com precisão suficiente para a tomada de decisão no processo de contratação.

A principal preocupação apresentada em CASTRO et al. (1999) é a avaliação da percepção dos agentes setoriais frente ao risco da exposição financeira, resultante de possíveis compras no mercado de curto prazo, impactando no fluxo de caixa das empresas sujeitas a essas variações. Como resultado deste estudo observa-se o conflito de interesses entre distribuidor/consumidor e gerador, indicando que a realização de contratos bilaterais será a solução de compromisso entre estes agentes, juntamente com a avaliação do grau de exposição ao mercado de curto prazo que cada agente julgar adequado ao seu perfil de exposição ao risco.

A expectativa, segundo CASTRO et al. (1999), é de que à medida que ocorra a liberação das parcelas dos contratos iniciais serão buscados contratos de longo prazo para todo o ambiente de mercado, ou para toda a energia assegurada disponível do sistema.

### **I.3 Objetivos**

O objetivo principal deste trabalho é a análise do problema de comercialização de energia no mercado de energia brasileiro, considerando-se as óticas dos agentes de consumo e produção. É proposto neste trabalho uma metodologia que possibilite a avaliação do percentual de contratação (contrato bilateral e mercado *Spot*) e dos riscos resultantes, considerando-se as disponibilidades de energia e os riscos associados à atividade de comercialização, propiciando, desta forma, aos agentes envolvidos, uma ferramenta computacional de apoio à decisão de contratação frente ao novo cenário do mercado de energia.

#### **I.4 Estrutura do Trabalho**

No Capítulo II, desenvolve-se um estudo sobre a atual conjuntura do setor elétrico brasileiro, avaliando-se, de um modo particular, a atividade de comercialização de energia e as novas atividades técnicas e econômicas que, direta ou indiretamente, influenciam na comercialização.

No Capítulo III são abordadas as questões de planejamento da operação, a precificação da energia (mercado *Spot* e contratos bilaterais) e as percepções e atuações de cada agente frente aos riscos existentes.

No Capítulo IV é apresentado o embasamento teórico necessário para a formulação do problema de comercialização de energia, envolvendo a teoria econômica relacionada com os conceitos de Função Utilidade e da Teoria de Portfólio para a definição do portfólio ótimo de contratos e de exposição ao mercado de curto prazo que proporcione as melhores condições de retorno face ao risco vigente.

No Capítulo V são abordados as formulações de contratação e o processo de otimização proposto para o problema de comercialização de energia, considerando o contexto do setor elétrico brasileiro atual, e a teoria econômica apresentada no Capítulo IV.

No Capítulo VI, são apresentados e discutidos os resultados obtidos nas simulações realizadas.

No Capítulo VII, são apresentadas as conclusões gerais desta pesquisa e as sugestões para trabalhos futuros.

## **CAPÍTULO II – NOVO AMBIENTE DE MERCADO**

---

### **II.1 Introdução**

O presente capítulo tem como objetivo descrever a atual formatação do modelo resultante do processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, buscando ilustrar o impacto da mesma sobre as relações comerciais entre os agentes do mercado.

Para tanto, apresenta-se as características das principais atividades do SEB e avalia-se o impacto da nova formatação setorial sobre o processo de compra e venda de energia elétrica.

### **II.2 Atividades Técnico Econômicas**

No processo de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, identificam-se algumas atividades técnicas e outras de ordem meramente econômica, são elas: produção, transporte e distribuição de energia elétrica, comercialização, operação; contabilização, regulação e planejamento da expansão.

Estas atividades serão descritas em detalhes a seguir.

#### **II.2.1 Produção de Energia**

A atividade de produção caracteriza-se fundamentalmente como uma atividade não regulada, que se desenvolve melhor quando existe concorrência, caso contrário, torna-se um monopólio, podendo prejudicar o desenvolvimento do mercado.

A expansão da produção de energia elétrica é viabilizada com livre acesso aos sistemas de transporte – transmissão e distribuição.

O sistema brasileiro de produção de energia elétrica caracteriza-se como um sistema hidrotérmico, com predominância hidrelétrica. O Brasil possui o terceiro maior potencial hidrelétrico do mundo, com um potencial estimado em 213 GW de capacidade.

Em 2000 a capacidade instalada de geração hidráulica no SEB representava 66.000MW em um total de 70.508MW, o que equivale a aproximadamente 93% da

capacidade instalada total. Já para o ano de 2005 tem-se a expectativa de uma capacidade hidrelétrica instalada da ordem de 78.000MW em um total de 93.505MW o que representa 84% da capacidade instalada prevista para este ano. Maiores detalhes sobre a expansão da geração prevista até 2005 são apresentados no ANEXO A.

Os agentes de geração contribuem, além da produção da energia, na prestação de outros serviços que são imprescindíveis para uma geração elétrica eficiente e segura:

- ✓ proporcionam reservas de operação, com capacidade de atuação em distintas escalas de tempo;
- ✓ contribuem na regulação da tensão na rede elétrica nas diversas condições de operação;
- ✓ permitem a recuperação do sistema rapidamente na eventualidade de uma falha.

Pode-se observar através da Tabela 1 as condições de prestação dos serviços públicos de geração de energia elétrica.

Tabela 1 – Esquema Representativo do Processo de Concessão

Tipo de Usina	Destinação	Potência			
		1MW	5MW	10MW	>10MW
Hidroelétrica	Serviço Público				
	Autoprodução				
	Produção Independente				
Termoelétrica	Serviço Público				
	Autoprodução				
	Produção Independente				

Legenda	
	Dispensa de concessão ou autorização
	Concessão por Licitação pelo Uso do Bem
	Autorização
	Concessão mediante Licitação por Tarifa

A Lei 9.074 de 1995, que introduziu a figura do PIE (Produtor Independente de Energia) cria condições para o mesmo atuar como comercializador de energia, pois o mesmo venderá sua produção de energia por preço definido, exclusivamente, pelas forças de mercado. As usinas térmicas recebem da ANEEL autorização para explorar os serviços de energia elétrica.

## **II.2.2 Consumidores**

A Lei 9074/95, além de criar o PIE, propôs a figura do consumidor livre, o qual está autorizado a contratar fornecimento diretamente dos PIE's, dos concessionários de geração ou de comercializadores puros.

Os consumidores livres são aqueles que demandam carga maior ou igual a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69KV, ou novos consumidores com carga igual ou superior a 3 MW. Ressalta-se que a partir de 2003, a ANEEL tornará as regras ainda mais flexíveis, de modo que consumidores com demanda menor que 3 MW possam também fazer a opção pelo fornecedor de melhor preço e atendimento.

Ressalta-se que os consumidores livres possuem a capacidade de escolher o seu fornecedor de energia, podendo comprá-la de qualquer produtor ou comercializador com quantidade e preço negociado entre as partes.

Os consumidores que não se encaixam na categoria de consumidores livres são denominados de consumidores cativos os quais são supridos, geralmente, pela empresa distribuidora a que estão conectados fisicamente, e terão preços de energia regulados.

## **II.2.3 Transporte e Distribuição de Energia elétrica**

A atividade transporte caracteriza-se pela transferência de grandes blocos de energia em níveis de tensões elevados, das unidades geradoras aos grandes centros de consumo. Os sistemas de transmissão compreendem o conjunto de todos os ativos da rede em tensões de 230 kV ou superiores, além de todas as conexões internacionais em tensão de 138 kV ou superiores.

Por apresentarem um caráter de monopólio natural<sup>7</sup>, é imprescindível que as atividades associadas à rede sejam independentes das atividades competitivas como a produção e a comercialização. Assim, os sistemas de transmissão e distribuição devem permitir livre acesso a todos os geradores e produtores ao mercado, e deve ser estritamente regulado por uma entidade que seja independente de todos os agentes do mercado.

Por ser uma atividade essencial para o funcionamento do mercado de energia elétrica a expansão do sistema de transmissão tem caráter determinativo, onde a filosofia é atender aos requisitos mínimos do mercado e ao plano de expansão da geração, pois da eficiência desta atividade resulta a qualidade do produto final. Tratando-se de uma prestação de serviço, o preço de uso do sistema de transmissão deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores no mercado.

Os preços dos serviços de transporte partem do conceito de uso dos circuitos de transmissão através do pagamento de um pedágio que deve cobrir os custos totais de utilização da rede de transmissão, evidenciando-se neste cálculo, os custos de transformação, manutenção, que também incluem as perdas do sistema, os possíveis congestionamentos dos troncos, cortes e serviços complementares.

A atividade de distribuição caracteriza-se pelo transporte de energia a partir do sistema de transmissão, conectando este às indústrias, fábricas, centros de consumo e residências. Os sistemas de distribuição compreendem os ativos da rede em tensões inferiores à tensão limite de 230 kV.

A atividade de distribuição apresentam características particulares por se tratar de um monopólio natural sendo, portanto, reguladas por órgão independente. Todo consumidor situado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito a conectar-se à rede de distribuição.

As empresas de distribuição caracterizam-se por efetuarem dois tipos de negócios:

- ✓ compra e venda de energia elétrica – comercialização;
- ✓ prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

O preço do serviço de distribuição, por tratar-se de uma atividade regulada economicamente, é calculado de forma a cobrir os custos totais desta atividade, que são

---

<sup>7</sup> Monopólio Natural – condição sobre a qual uma empresa corresponde à configuração mais

basicamente os serviços de transformação, operação e manutenção. Os clientes atendidos pela rede de distribuição pagam pedágio, através de sua fatura de consumo de energia, que incluem também as perdas da rede e todos os serviços de regulação necessários para garantir qualidade, confiabilidade e segurança à operação do sistema.

#### II.2.4 Comercialização de Energia Elétrica

A atividade de comercialização é a responsável pelas transações comerciais do mercado e incentivadora da livre concorrência, visando o crescimento e melhoria das condições de funcionamento do sistema para o atendimento da demanda.

Durante o processo de implantação do modelo desenhado pelo RESEB, a Lei 9648 de maio de 1998 definiu um período de transição para o qual foram estabelecidos os chamados Contratos Iniciais, primeiros contratos de compra e venda de energia firmados entre empresas distribuidoras e geradoras de energia, que tem como objetivo iniciar o processo de transição entre a tarifação ao custo do sistema e regulada por uma entidade fiscalizadora para um sistema de preços livremente negociados entre as partes. A ANEEL fixou em 1999, os valores das tarifas dos Contratos Iniciais.

Dessa forma, para se obter a transição completa para o modelo competitivo foram estabelecidos os montantes dos Contratos Iniciais que passaram a vigorar a partir de 1998, por meio da medida provisória nº 1.531-16, de 5 de Março de 1998 que definiu os requisitos para os contratos iniciais e estabeleceu a forma de liberação destes contratos em sua totalidade a partir do ano de 2006, conforme a seguinte metodologia:

- ✓ para 1998, os montantes dos contratos iniciais foram definidos e atualizados pelo GCOI – Grupo Coordenador da Operação Interligada;
- ✓ para 1999, 2000 e 2001, os montantes de energia foram definidos no âmbito do GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema;
- ✓ para 2002, utilizam-se os mesmos montantes definidos para 2001.
- ✓ a partir de 2003 os montantes de energia e demanda deverão ser contratados observando-se uma redução gradual de 25 % ao ano com relação ao montante referido para o ano de 2002. Em 2006 toda a energia negociada nos contratos iniciais deverá ser negociada livremente no mercado;

- ✓ a ANEEL regula as tarifas a serem aplicadas nos contratos iniciais.

Após 2006 os contratos de compra e venda de energia serão efetuados basicamente de duas formas:

- ✓ através de contratos de longo prazo – contratos bilaterais entre os agentes que possuem disponibilidade de energia (Produtores Independentes de Energia e Comercializadores) e os requisitantes (Consumidores e Comercializadores), onde a quantidade, o preço e a duração do contrato são acertados livremente;
- ✓ através do mercado de curto prazo, com preços que reflitam o custo marginal de operação do sistema.

Neste contexto, os produtores devem então tomar suas próprias decisões quanto à venda da energia produzida, via contratos bilaterais, onde tem liberdade de negociar o preço, com quantidades, e prazos prefixados, ou então disponibilizá-la para o mercado de curto prazo, onde venderá sua energia com preços que vão depender das condições do mercado.

Para os comercializadores e consumidores, a definição dos contratos exigirá uma aguçada capacidade de previsão sobre o comportamento do mercado, para decidir sobre o montante de energia a ser comprado através de contratos bilaterais, obtendo-se com isso todas as vantagens competitivas do mercado, deixando a compra, via mercado de curto prazo, somente uma parcela não-previsível necessária para o perfeito atendimento da demanda requisitada sob seu domínio de fornecimento ou consumo.

A função de comercialização pode ser representada pela Figura 1, onde pode-se observar todas as relações comerciais e regulatórias envolvendo os agentes do mercado.

A figura central, comercialização, ilustra a atividade de comercialização de energia onde são efetuadas todas as relações de compra e venda entre as partes conectadas a ela. Por exemplo, um agente consumidor, gerador ou comercializador, atua na comercialização quando o mesmo compra ou vende energia para um gerador, para um consumidor ou disponibiliza a energia para o mercado de curto prazo onde a mesma é liquidada ao preço vigente no mercado atacadista de energia. O agente regulador, por sua vez, é o responsável por criar condições para que a atividade de comercialização se realize em um mercado competitivo com regras claras e bem definidas.

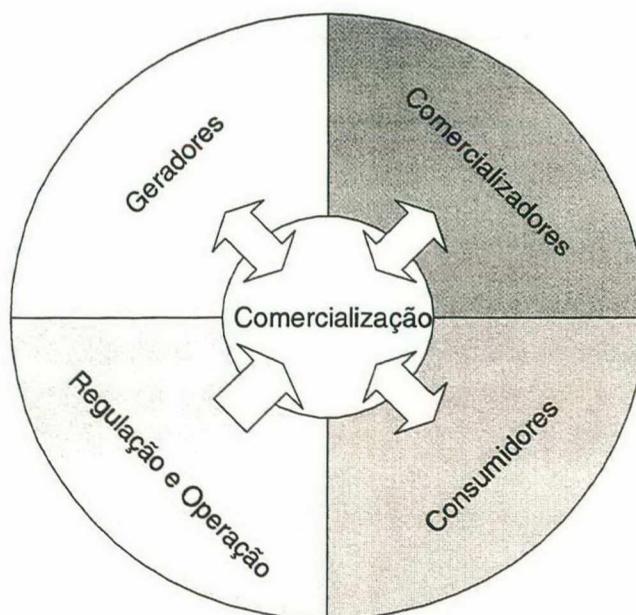


Figura 1 – A Função de Comercialização

Deve-se ressaltar que, segundo HUNT e SHUTTLEWORTH (1997), a atividade de comercialização de energia pode ser padronizada através de mecanismos utilizados em mercados mais maduros como, por exemplo, o Nord Pool e o New England entre outros, e que são basicamente:

- ✓ Contrato *Spot*;
- ✓ Contratos *Forward*<sup>8</sup> e *Futuro*;
- ✓ Contrato de *Opção*
- ✓ Contrato de *Swap*

O Contrato *Spot* corresponde às transações no mercado atacadista de energia e têm a vantagem de proporcionar uma entrega imediata. As vendas nesse mercado são caracterizadas pela inexistência de um contrato formal. Essas transações, como qualquer outra transação, envolvem um determinado retorno que pode ser quantificada, com um risco inerente a um mercado de curto prazo.

Os Contratos *Forward* e *Futuro* são compromissos de compra ou venda de um determinado ativo numa data específica no futuro, por um preço previamente estabelecido, similarmente ao que ocorre no mercado de ações (mercado futuro).

<sup>8</sup> Também conhecido como contrato a termo.

O Contrato *Forward* é um contrato onde são definidos para a entrega de um produto, um preço, a localização e o prazo – uma data específica no futuro. Inicialmente nada é pago. O valor do contrato é pago somente no momento da entrega, quando o produto é recebido. A principal característica deste contrato é que qualquer diferença entre o valor de mercado do produto e o valor do preço do contrato na data de entrega representa um benefício ou uma perda para os agentes envolvidos no contrato.

O Contrato *Futuro* é muito similar ao Contrato *Forward* no que diz respeito à especificação, preços e a uma data futura de entrega do produto. Entretanto, contratos *Futuros* são contratos onde o valor do contrato é liquidado diariamente. A principal característica deste contrato é que o mesmo não resulta, necessariamente, em entrega física de um produto.

A criação de um mercado *Forward* só é possível se os negociadores estão aptos a absorver a quantidade de produtos negociados, já a criação de mercado *Futuro* necessita de negociadores com recursos financeiros para cobrir os débitos em dinheiro. Com a existência desses mercados, os negociadores podem usar os contratos *Forward* e *Futuro* para cancelar uma obrigação de entrega prévia, assim como, criar novas opções.

Contratos de *Spot*, *Forward* e *Futuros* são então acordos de entrega de uma quantidade determinada de um produto em um tempo definido e com um ponto de entrega estabelecido. Entretanto, muitos negociadores preferem reter um grau de flexibilidade sobre as entregas futuras. Para tanto, os Contratos de *Opções* permitem que o consumidor titular do direito de compra possa exercer este direito, de compra, a um preço específico, em uma data específica no futuro. Porém, ao contrário dos contratos *Forward* e *Futuro*, um contrato de *Opção* não obriga o comprador a efetivar a comprar o produto, mas obriga o vendedor, caso solicitado, a cumprir o contrato. Entretanto, o contratante da opção paga um prêmio ao vendedor por este ter assumido uma posição de venda no futuro.

Conforme HULL (1996) há basicamente dois tipos de *Opções*:

- ✓ *Calls* (opções de compra);
- ✓ *Puts* (opções de venda).

Na opção de compra, o detentor (titular ou comprador da opção) tem o direito de comprar um ativo em certa data por um determinado preço. Na opção de venda, o detentor tem o direito de vender um ativo em certa data por determinado preço. O preço de um

contrato de opção é conhecido como preço de exercício<sup>9</sup> e sua data, dia em que a posição será exercida, é conhecida como data de vencimento<sup>10</sup>.

Deve-se ressaltar que, embora o possuidor de uma opção tenha o direito de utilizá-la, entretanto, esse direito não precisa ser exercido. Esse ponto é o que diferencia os contratos *Forward* e *Futuro* dos contratos de *Opções*. Basicamente, o comprador de um contrato futuro assume o compromisso de comprar um determinado ativo por um preço em uma data determinada. De outra forma, o possuidor de uma opção de compra pode decidir se irá adquirir o bem pelo valor do contrato de *Opção* numa data futura. Pode-se dizer que a opção é um contrato de risco assimétrico, onde se aplicam condições diferenciadas para cada parte do contrato.

Dessa forma, a proteção, para o comprador da opção, contra grandes oscilações de preço no futuro pode ser garantida através de um contrato de opção sendo que a existência do mesmo garante uma remuneração ao vendedor, por este assumir uma posição de venda em data futura, chamada de prêmio<sup>11</sup> o qual, do ponto de vista do vendedor da *Opção*, tem a tendência de refletir a expectativa da diferença entre o preço em exercício e o preço esperado no mercado *Spot* futuro.

Por sua vez, os Contratos de *Swap*, segundo HULL (1996), são acordos privados entre duas empresas para a troca futura de fluxos de caixa, objetivando a redução ou a eliminação dos riscos existentes para um dos agentes, podendo ser considerado como um contrato *Forward*. O mesmo autor classifica a análise de contratos de *Swap* como uma extensão natural do estudo de contratos *Forward* e *Futuros*.

O tipo mais comum de *Swap* é conhecido por *Plain Vanilla*<sup>12</sup>, que é um contrato onde a parte B concorda em pagar a parte A o equivalente de uma quantidade por um preço fixo por um período de tempo, repassando os riscos do mercado. Em contrapartida a parte A aceita cobrir as exposições da parte B pelo mesmo período de tempo. A Figura 2 a seguir ilustra o comportamento dos agentes em um contrato de *Swap*, onde o consumidor A realiza um contrato com Gerador e repassa o mesmo a um consumidor B assumindo as variações do mercado atacadista nas operações do consumidor B.

---

<sup>9</sup> Em inglês *strike price* ou *exercise price*.

<sup>10</sup> Em inglês como *expiration date*, *exercise date* ou *maturity*.

<sup>11</sup> Em inglês *option fee*

<sup>12</sup> *Plain Vanilla* – Modalidade de contratação de *Swaps* onde ocorre a troca de fluxos de caixa indexados a juros precificados sobre um principal teórico por alguns anos, em HULL (1996).

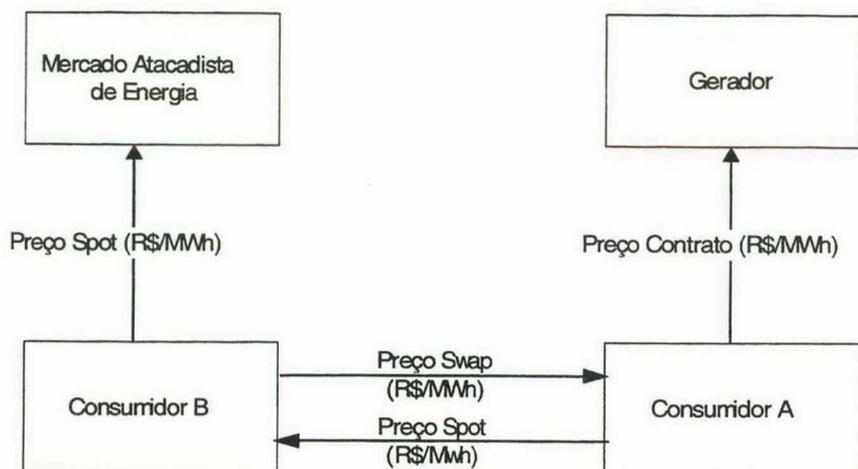


Figura 2 – Fluxos Financeiros em um Contrato de *Swap*

Pode-se inferir que os derivativos<sup>13</sup> de maneira geral são instrumentos adequados para a administração dos riscos, fazendo com que o mesmo possa ser compartilhado por um número maior de agentes, resultando em uma maior eficiência do mercado.

É justamente sobre a atividade de comercialização, observando a completa liberação da energia assegurada dos contratos iniciais e com a inserção da competitividade no mercado de energia, que o presente trabalho se desenvolve. Assim, devido à inexistência de um mercado futuro de energia no Brasil, a proposta deste trabalho se situa na avaliação do processo de decisão de contratação de energia considerando-se a existência de um mercado *Forward* e do mercado atacadista de energia ou mercado *Spot*, visando a avaliação da percepção dos agentes que atuam na comercialização de energia.

Neste mercado, os agentes envolvidos na comercialização da energia, seja pelo lado da demanda ou pelo lado da oferta, devem tomar suas próprias decisões sobre a forma de contratação a ser adotada, observando a necessidade de se proteger dos riscos inerentes à atividade de comercialização, a serem detalhados no Capítulo III -. Esta necessidade de avaliação dos riscos conduz os agentes setoriais ao desenvolvimento de ferramentas de avaliação e mitigação dos riscos frente às incertezas conjunturais e estruturais do setor elétrico brasileiro.

<sup>13</sup> Segundo HULL (1996) derivativos ou produtos derivativos são títulos financeiros cujos valores dependem dos valores de outras variáveis e, nada mais são do que contrato entre duas partes onde se especificam determinadas condições como: data (prazo), quantidade e preço. Os derivativos englobam um espectro variado de instrumentos onde os mais conhecidos são: contrato forward (a termo), contrato futuro, contrato de opções, contrato de Swap e ações.

## II.2.5 Operação do Sistema Elétrico Interligado

Esta atividade é essencial para o perfeito funcionamento do mercado de energia elétrica, tendo como função principal garantir o funcionamento do sistema elétrico em conformidade com os padrões de qualidade e segurança exigidos pelo mercado, trabalhando com a finalidade de manter a estabilidade do sistema.

O agente operador é o responsável pela coordenação dos diversos geradores com o objetivo de suprir o mercado de modo mais eficiente possível, realizando o despacho e, atendendo todos os requisitos técnico-operacionais do sistema elétrico.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) foi criado em 1998 (Instituído pela lei 9.648/98 e pelo Decreto 2.655/98, e teve seu funcionamento autorizado pela ANEEL, com a Resolução 351/98, assumindo o controle da operação do SIN – Sistema Interligado Nacional, em 1º de março de 1999). O ONS atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede – aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL, com a finalidade de operar o sistema e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil, ONS (2001).

O operador do sistema é o responsável pelo planejamento, pela programação da operação e pelo despacho centralizado da geração (*Tight Pool*<sup>14</sup>), com vistas à otimização dos sistemas interligados e pelos serviços de transmissão para todos os clientes que utilizam a rede, que incluem: a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares (potência reativa, resposta em frequência, reserva girante entre outros).

A atuação do ONS pode ser sintetizada através da Figura 3 a seguir:

---

<sup>14</sup> *Tight Pool*: modelo de operação adotado no SEB, onde o despacho é definido centralizadamente com base em ferramentas de otimização.

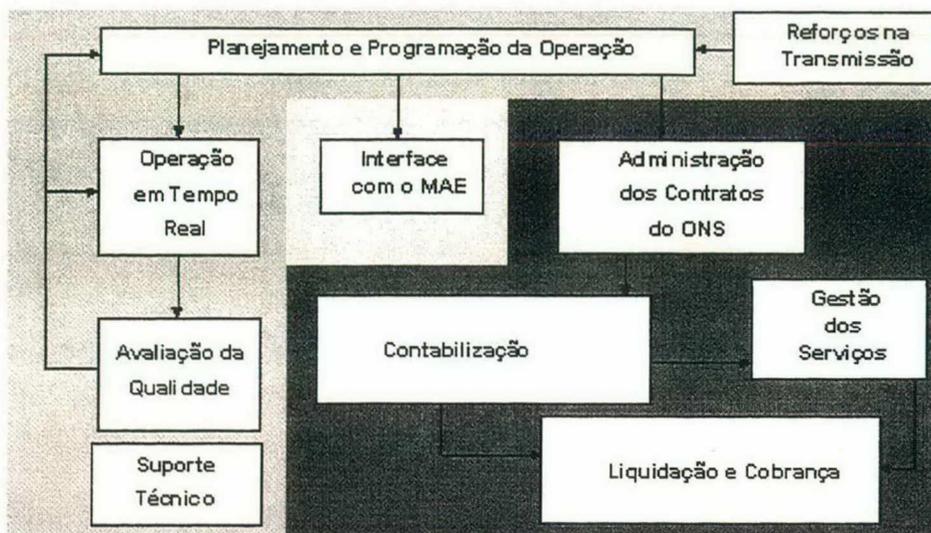


Figura 3 – Atuação do ONS

Fonte: ONS (1998)

Ressalta-se, segundo o ONS (1998), que a coordenação da operação proporciona ganhos sinérgicos ao sistema através da exploração das características do sistema elétrico brasileiro como a interdependência, integração e das interconexões entre áreas e entre as bacias hidrográficas possibilitando um ganho de 24% na disponibilidade de energia e, evitando-se investimentos da ordem de US\$ 9,8 bilhões nas duas últimas décadas o que corresponde a um incremento de US\$ 3,1 bilhões na energia comercializada a cada ano.

## II.2.6 Contabilização

Esta atividade é exercida pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE). A Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo decreto 2.655, de 2 de julho de 1998 criou o MAE. Esta entidade é a responsável pela liquidação das transações financeiras realizadas entre os agentes, sejam eles geradores, consumidores (livres ou distribuidoras) ou comercializadores, no mercado de curto prazo, liquidando os desvios entre a energia efetivamente consumida e os contratos bilaterais registrados.

O processo de contabilização e liquidação são constituídos das seguintes etapas:

- ✓ cálculo do preço no Mercado Atacadista de Energia (mercado de curto prazo);
- ✓ determinação da produção dos geradores e do consumo das cargas, considerando os fatores de perdas adequados;

- ✓ comparar a geração medida ou alocada com os volumes contratados e determinar o montante de energia a ser liquidado com base no preço do mercado atacadista;
- ✓ calcular os custos de reserva de geração e de restrições de transmissão e acrescentá-los aos encargos de serviço do sistema;
- ✓ estabelecer os arranjos para transferências financeiras entre os agentes.

A Figura 4 a seguir ilustra a atuação e a distinção das atividades exercidas pelo agentes de operação e do mercado atacadista.

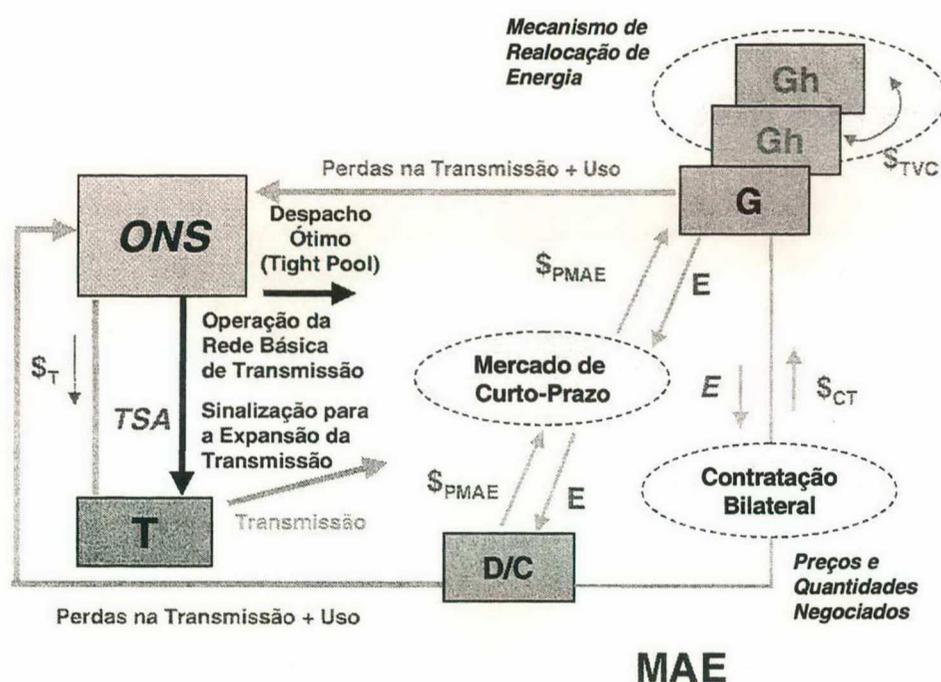


Figura 4 – Ambiente de Mercado

Fonte: ONS (1999)

É possível se observar na Figura 4 a existência de dois ambientes distintos. O primeiro, um ambiente puramente operacional onde realiza-se a coordenação da operação pelo ONS e, um segundo ambiente, comercial, onde destaca-se a presença do MAE que se caracteriza por ser um ambiente de contabilização da energia contratada ou não pelos agentes do mercado.

## II.2.7 Regulação Técnica e Econômica

Na atividade de regulação faz-se necessário a figura de um agente independente e especializado, cuja principal função é estar apto para resolver os problemas decorrentes do funcionamento do mercado de energia elétrica. Para tanto criou-se, por intermédio da Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. As principais atribuições da ANEEL são: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, defendendo o interesse do consumidor; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços, ANEEL (2001).

O Agente Regulador do sistema deve então ter a capacidade de proporcionar condições favoráveis para o desenvolvimento do mercado de energia elétrica, atuando tanto na regulação técnica como na regulação econômica, onde:

a) Regulação Técnica:

- ✓ definição do critério de expansão da geração: atendimento de ponta e energia;
- ✓ definição do critério de expansão da transmissão e distribuição;
- ✓ imposição de penalidades quanto a qualidade do fornecimento;
- ✓ imposição de penalidades quanto a interrupções do fornecimento.

b) Regulação Econômica: responsável pelo controle dos preços praticados nos serviços de transmissão e distribuição.

## II.2.8 Planejamento da Expansão

Com relação à expansão dos sistemas de geração e transmissão, a ANEEL, juntamente com os agentes setoriais, o ONS e o CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão), são as entidades responsáveis para o fomento da expansão. A Figura 5 a seguir ilustra o processo de definição da expansão ressaltando a atuação do ONS para a avaliação técnica e a atuação da ANEEL na regulação do mercado. Cabe salientar

que neste novo modelo setorial o planejamento da expansão da transmissão é determinativo, enquanto o planejamento da geração é indicativo.



Figura 5 – Processo de Definição da Expansão da Geração e da Transmissão

Fonte: ONS (1999)

MOROZOWSKI (1998) ressalta que a principal mudança no processo de planejamento da expansão é a consideração de aspectos de competitividade e sustentabilidade, por parte dos agentes setoriais. Sendo que o objetivo do planejamento da expansão deixa de ser a minimização dos custos e passa a ser a maximização da percepção do valor, tanto para o consumidor como para o investidor. SIDDIQI E BANGHMAN (1995) destacam também a inserção dos conceitos de qualidade na prestação dos serviços, como um ponderador dos aspectos qualitativos a serem avaliados no processo de expansão.

### II.3 Conclusões

Este capítulo apresentou uma breve explanação sobre o histórico da reestruturação do setor elétrico brasileiro, assim como a sua nova formatação, ilustrando o impacto das novas atividades na função de comercialização.

Pode-se concluir também que a atividade de comercialização é, conforme apresentado na Figura 1, o elo de ligação entre os diversos agentes que podem atuar na atividade comercial ou indiretamente responsáveis por proporcionar um ambiente com regras transparentes e justas a todos os comercializadores.

O próximo capítulo objetiva apresentar as principais características dos riscos inerentes as atividades de produção e consumo no SEB e as percepções dos agentes frente a estes riscos, associados basicamente às disponibilidades de energia e a relação de valor atribuído ao produto energia.

## **CAPÍTULO III – AVALIAÇÃO DOS RISCOS DAS ATIVIDADES DE GERAÇÃO E CONSUMO**

---

### **III.1 Introdução**

O presente capítulo aborda os conceitos do planejamento da operação com o enfoque sobre o risco da disponibilidade energética dos geradores, apresentando os mecanismos de proteção frente aos riscos resultantes da operação centralizada e aos riscos hidrológicos através do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Também é apresentada a forma de precificação da energia no mercado de curto prazo tornando possível a visualização do comportamento dos agentes envolvidos no processo de compra e venda de energia, frente à evolução dos preços no mercado de curto prazo, a evolução da disponibilidade energética do sistema e à evolução do mercado.

### **III.2 O Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos e a Expectativa de Preços no Mercado de Curto Prazo**

Segundo VEIGA (1998), o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos consiste na determinação da programação da produção de cada gerador (termelétrico ou hidrelétrico), de forma otimizada, buscando-se minimizar o custo da operação do sistema para o perfeito atendimento da demanda.

O custo de operação de um sistema hidrotérmico leva em consideração:

- ✓ o custo de combustíveis das usinas termelétricas, e
- ✓ o custo das penalidades por não suprimento da carga – custo do déficit.

A operação do sistema elétrico brasileiro adota para a solução do problema da minimização do custo operativo, estruturado sob a forma de um problema de otimização, a Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED), conforme SILVA e FINARDI (1999), a PDE (Programação Dinâmica Estocástica) divide um problema em estágios, com o objetivo de determinar a melhor decisão a cada estágio, de acordo com o estado inicial do sistema.

Um algoritmo baseado na PDE traduz matematicamente a influência das variáveis de estado no custo de operação do sistema onde, para problemas hidrotérmicos, deve-se observar principalmente duas variáveis: o volume do reservatório,  $x_t$ , e as informações sobre a tendência hidrológica ao sistema,  $y_t$ . Esta última pode ser fornecida, pelas afluições aos reservatórios durante o estágio anterior,  $y_{t-1}$ .

Na simulação energética do SEB a previsão das afluições segue um modelo autoregressivo com ordem de 3 a 6, onde a afluição do estágio  $t$ ,  $y_t$ , é estimada com base nas afluições dos estágios anteriores,  $y_{t-1}$ ,  $y_{t-2}$ , ...,  $y_{t-6}$ .

A influência dessas variáveis no custo de operação é evidente, pois se tivermos altos níveis de armazenamento nos reservatórios, é possível utilizar mais geração hidrelétrica e economizar geração térmica. Da mesma forma, a vazão afluyente dos estágios anteriores impactam no custo final de operação. A ocorrência de uma afluição acima da média durante os estágios anteriores, tenderá a ilustrar um cenário futuro otimista em relação a variável afluição,  $y_{t+1}$ , o que como consequência resultará em um custo futuro baixo com a geração térmica reduzida. De outra forma, as usinas termelétricas são mais utilizadas se o volume afluyente for mais baixo do que a energia afluyente média necessária para o suprimento do mercado.

A Figura 6 a seguir ilustra a cadeia de modelos de planejamento da operação energética adotados no SEB. O modelo NEWAVE é adotado para a obtenção das políticas operativa no horizonte de planejamento de longo prazo, de 5 a 10 anos com discretização mensal, o Decomp é utilizado para o planejamento de médio prazo, 1 ano discretizado por semana e o Dessem é usado para o planejamento de curto prazo, mensal com discretização horária.

A cadeia de modelos apresentada a seguir é adotada também para a obtenção do preço da energia no ambiente do Mercado Atacadista de Energia observando-se apenas a desconsideração das restrições elétricas e operacionais, entre elas as que impactam na limitação do intercâmbio entre áreas.

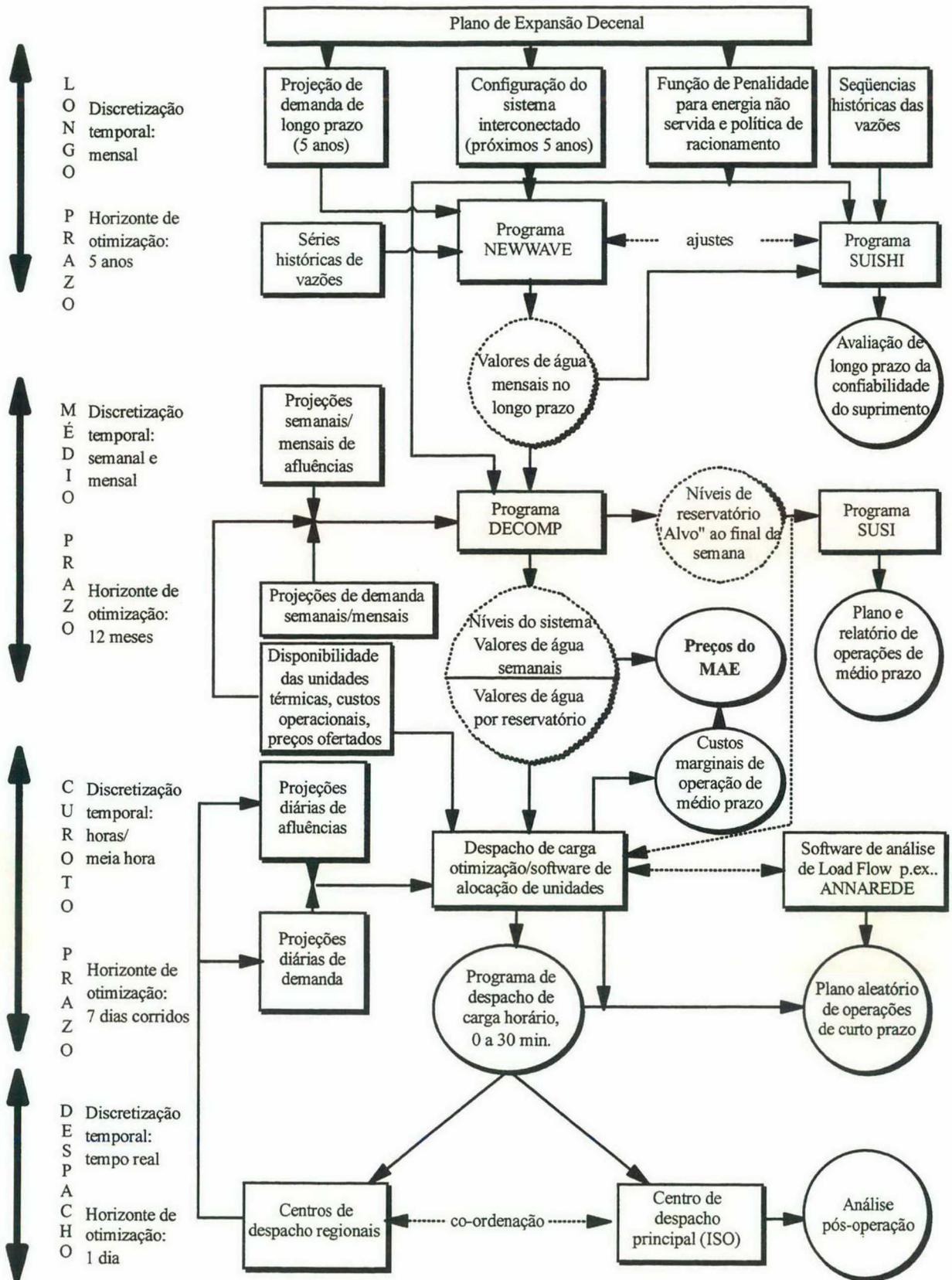


Figura 6 – Cadeia de Modelos do SEB

Fonte: MAE (2001)

A Figura 7, a seguir, ilustra a relação existente entre o armazenamento e o custo de operação, e a Figura 8 apresenta a relação entre a afluência e o custo de operação, com a utilização do modelo de planejamento energético a longo prazo NEWAVE. Pode-se observar nos gráficos a seguir a importância destas duas variáveis na avaliação dos cenários de preço da energia no mercado *Spot* do SEB.

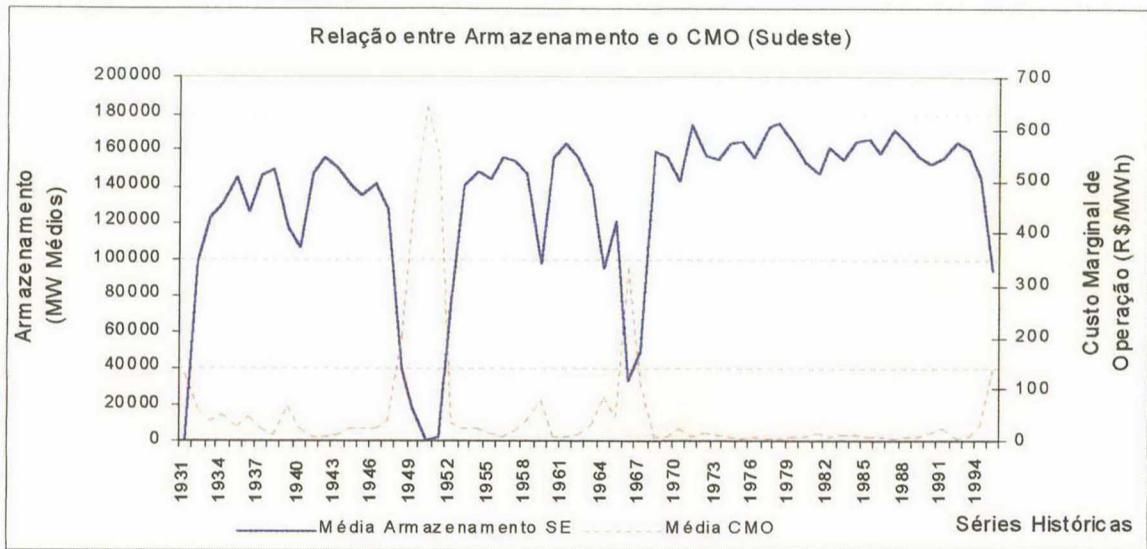


Figura 7 – Nível de Armazenamento X Custo Marginal de Operação da Região Sudeste

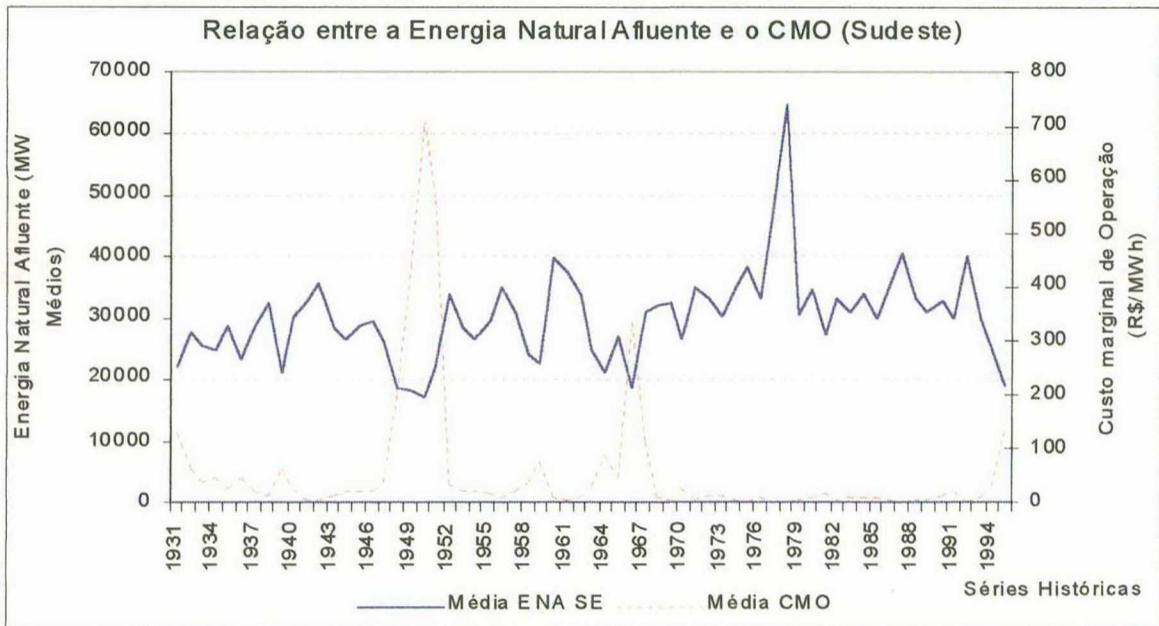


Figura 8 – Energia Natural Afluente X Custo Marginal de Operação – Região Sudeste

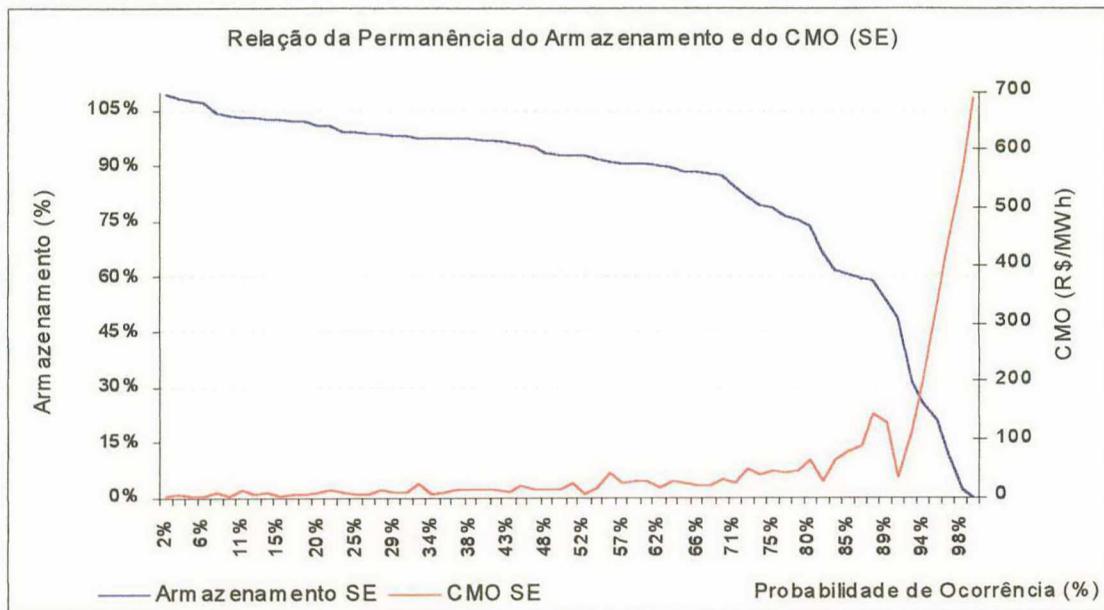


Figura 9 – Relação de Permanência entre o Armazenamento e o CMO do SE

A Figura 9 sintetiza a Figura 7 e a Figura 8, ilustrando a correlação entre as variáveis de armazenamento, afluência e custos marginais, onde pode-se observar que:

- ✓ um reduzido armazenamento resulta em CMO elevado;
- ✓ um elevado armazenamento resulta em CMO reduzido;
- ✓ uma afluência acima da média resulta em CMO reduzido;
- ✓ uma afluência abaixo da média resulta em CMO elevado;

Dessa forma, para os agentes sujeitos às variações decorrentes das condições de armazenamento e hidrologia é possível observar o alto risco financeiro sobre o fluxo de caixa, associado a compra e venda da energia no mercado de curto prazo.<sup>15</sup> Para tanto, supondo-se um consumidor, que tenha uma carga de 1000MW médios, e um gerador hidrelétrico, inserido no ambiente do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) a ser abordado no item .3, que tenha 1000MW de energia assegurada pode-se observar, na Figura 10 a seguir, o forte impacto nas receitas e nas despesas esperadas nas operações no mercado *Spot* em função da volatilidade dos preços no mercado de curto prazo, em termos do comportamento histórico de afluências.

<sup>15</sup> É importante ressaltar que a utilização dos recursos de geração e transmissão permitem, por intermédio da interconexão elétrica (intercâmbio entre áreas), reduzir os custos operativos pois, sempre que houver superávits hidrelétricos em determinados pontos do sistema é possível reduzir a produção térmica, assim como, propiciar a redução dos déficits em determinadas regiões.

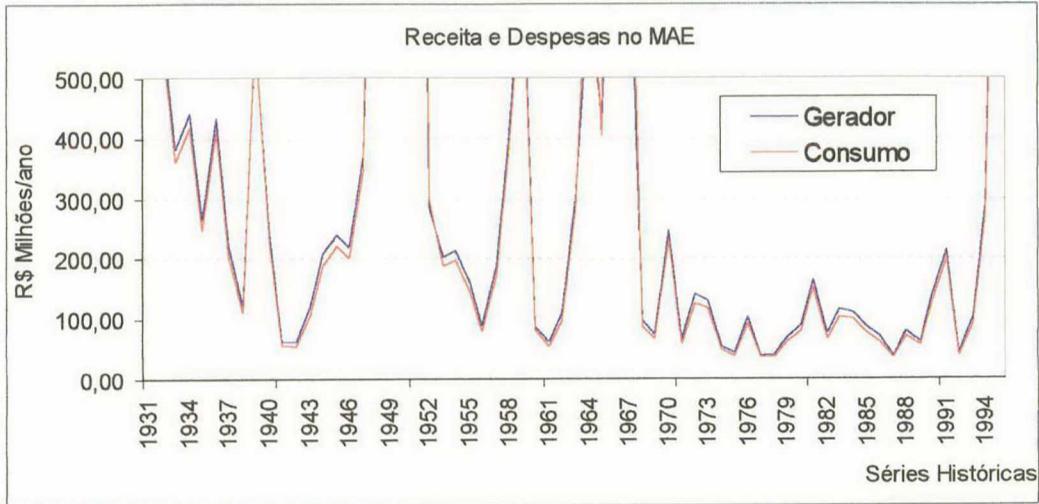


Figura 10 – Despesas e Receitas no MAE

Observa-se na Figura 10 o impacto da volatilidade do CMO sobre os fluxos de caixa dos agentes geradores e consumidores, expostos ao mercado de curto prazo. Nota-se para este exemplo uma variação na despesa dos consumidores entre 100 e valores superiores a 500 milhões de reais por ano, da mesma forma para a receita esperada do gerador. A diferença observada entre as curvas que representam o resultado da liquidação no MAE para os dois agentes citados, é justificada pela atuação do MRE sobre a energia assegurada do gerador hidrelétrico.

Outra forma de se medir a volatilidade dos preços no mercado *Spot* é a distribuição cumulativa de probabilidades. A Figura 11 a seguir apresenta a distribuição cumulativa da expectativa dos custos marginais de operação.

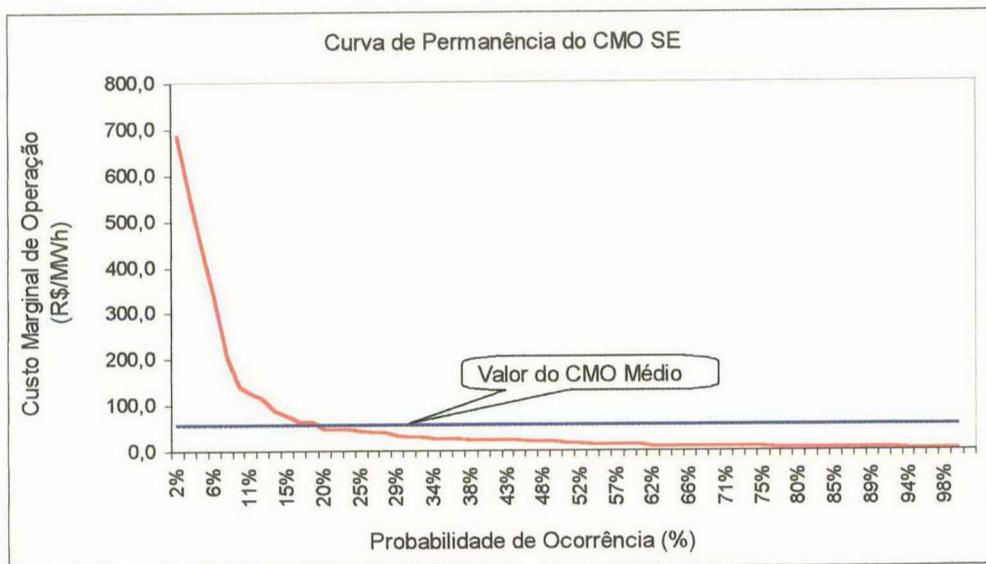


Figura 11 – Curva de Permanência do Custo Marginal de Operação

É possível observar na Figura 11 que, em relação ao seu valor esperado, o custo marginal de operação possui uma probabilidade de 20% de ser superior e de 80% de estar abaixo de seu valor esperado, caracterizando a grande variabilidade dos custos marginais em função das condições hidrológicas ao sistema.

Conclui-se que, dada as características do sistema elétrico brasileiro:

- ✓ base hidrelétrica dos recursos de geração;
- ✓ operação centralizada – *Tight Pool*;
- ✓ competitividade nas atividades de comercialização e geração de energia e,
- ✓ o processo de operação e precificação apresentado neste capítulo.

se faz necessária a adoção de mecanismos que habilitem os agentes a comercializarem sua energia de forma a evitar os riscos não gerenciáveis (afluência, armazenamento e conseqüentemente preço). Com o objetivo de se mitigar esses riscos, criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, através das Resoluções da ANEEL, n.º 271 de 19 de agosto de 1998 e n.º 290 de 03 de agosto de 2000, avaliado a seguir.

### III.3 Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O MRE é um mecanismo financeiro de gerenciamento do risco enfrentado pelos geradores devido a variação de sua geração individual, resultado da otimização geral do sistema (despacho centralizado). Neste mecanismo, toda a energia produzida pelos geradores participantes do MRE, programada ou despachada por razões de otimização do sistema ou para atender a uma restrição na transmissão, é tratada da mesma forma frente ao processo de realocação de energia.

O MRE tem como objetivo distribuir aos geradores hidráulicos a geração hidráulica realizada, para cada período de apuração e é constituído dos seguintes passos:

- ✓ alocação das gerações na proporção das energias asseguradas até o nível destas, primeiro por submercado e depois entre estes;
- ✓ alocação da energia secundária, se houver, com o mesmo procedimento anterior;
- ✓ ressarcimento dos custos de geração pela energia realocada.

### **III.4 Níveis de Energia Assegurada**

A cada usina participante do MRE corresponderá um volume de energia assegurada, nos termos do Art. 21 do Decreto n.º 2.655, de 2 de julho de 1998. O processo de cálculo de energia assegurada adota a abordagem determinística, baseada no critério de 5% de probabilidade de déficit.

O ONS calcula e a ANEEL aprova um nível de energia assegurada anual para cada gerador, que é revisto a cada 5 anos ou na ocorrência de fatos relevantes. Este nível anual é projetado/sazonalizado a valores mensais e depois modulado para cada período de apuração, de acordo com o comportamento do mercado por patamar.

A energia assegurada incorpora premissas relativas a interrupções programadas ou emergenciais, portanto quando uma usina do MRE deixa de atingir sua energia assegurada, sua energia alocada não é reduzida. Porém, a disponibilidade da usina é constantemente avaliada pelo seu comportamento histórico, aplicando-se uma penalidade quando a disponibilidade efetiva da usina, a longo prazo, for inferior ao nível de sua energia assegurada.

Com o objetivo de se avaliar o comportamento do Mecanismo de Realocação de Energia e das disponibilidades de energia futura, utilizou-se a regra definitiva do MRE (3ª etapa de implementação do Mercado Atacadista de Energia – Resolução 290, Artigo 9º Inciso II).

### **III.5 Princípios para a distribuição da energia dentro do MRE**

O primeiro passo para o tratamento da energia do MRE é a avaliação da geração total do MRE: se esta for maior ou igual à energia assegurada total do MRE, ao gerador será alocada sua energia assegurada. Porém, se a geração total do MRE for menor que o nível de energia assegurada total do MRE, a energia assegurada de cada gerador será reduzida na proporção da razão entre a geração e a energia assegurada total do MRE.

Caso a geração de energia total do MRE seja maior que a energia assegurada total do MRE, a diferença entre a geração efetiva e a energia assegurada será definida como energia secundária.

Um gerador que tenha produzido energia para o MRE, a qual será realocada, será ressarcido pelos seus custos de produção. O ressarcimento a um gerador contribuinte

abrange os custos operacionais variáveis de produção, não relacionados com o combustível, e no caso das plantas hidrelétricas, do pagamento dos *royalties*<sup>16</sup>. Os pagamentos pela energia proveniente do MRE, energia de otimização, serão distribuídos aos geradores que tenham contribuído com energia para o MRE e efetuados por todos aqueles que comprarem energia do MRE, a uma tarifa regulada pela ANEEL e que seja suficiente para a cobertura dos custos variáveis de geração das usinas do MRE.

Todas as alocações do MRE serão feitas no submercado onde a energia foi produzida, isto é, um gerador que receba energia de um determinado submercado terá esta energia disponível naquele submercado.

A realocação da energia do MRE, até o nível da energia assegurada, é feita entre os geradores, tanto quanto possível, dentro dos submercados antes de ser alocada entre os submercados. A alocação da energia do MRE, entre submercados, obedece aos mesmos princípios da alocação de energia entre os participantes do MRE dentro de cada submercado.

Isto posto, para a obtenção da expectativa de geração e da alocação de energia das usinas pertencentes ao MRE, foi realizado no presente trabalho o seguinte procedimento:

- 1) simulação da operação do sistema interligado brasileiro, através da simulação energética com o modelo NEWAVE;
- 2) obtenção dos perfis de geração hidrelétrica das regiões Sudeste, Sul, Nordeste e Norte, através da simulação energética com o modelo NEWAVE;
- 3) consideração das energias asseguradas das usinas pertencentes ao MRE, para fins de implementação do mecanismo de realocação de energia;
- 4) simulação do MRE, para os diversos cenários de hidrologia;
- 5) obtenção das expectativas de compra e venda de energia de otimização e,
- 6) das expectativas de compra e venda de energia no mercado de curto prazo.

A Figura 12 e Figura 13 a seguir apresentam o resultado da simulação do MRE adotando-se as séries hidrológicas de 1936 à 1996 para o subsistema Sudeste. A geração hidráulica por série hidrológica foi obtida utilizando-se o NEWAVE e as regras do MAE, e

---

<sup>16</sup> Royalties - pagamento referente ao aproveitamento hidráulico para geração de energia. Distribuídos aos municípios atingidos pelo reservatório, sendo o mesmo regulado pela ANEEL.

em especial a do MRE, foram implementadas no software MATLAB, constituindo-se um modelo computacional para a simulação da liquidação no ambiente do MAE.

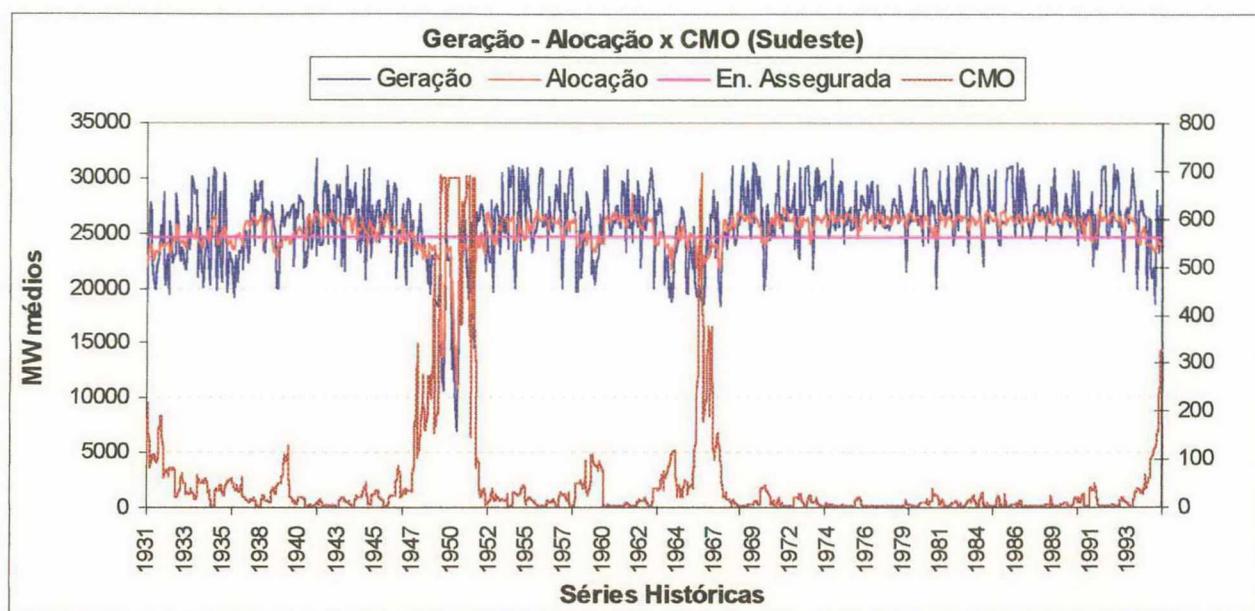


Figura 12 – Alocação de Energia e Preço no Mercado de Curto prazo

Com o objetivo de melhor ilustrar os riscos decorrentes da participação de uma usina no MRE, o resultado da simulação para os anos de 1960 à 1970 serão apresentados em detalhe na figura a seguir:

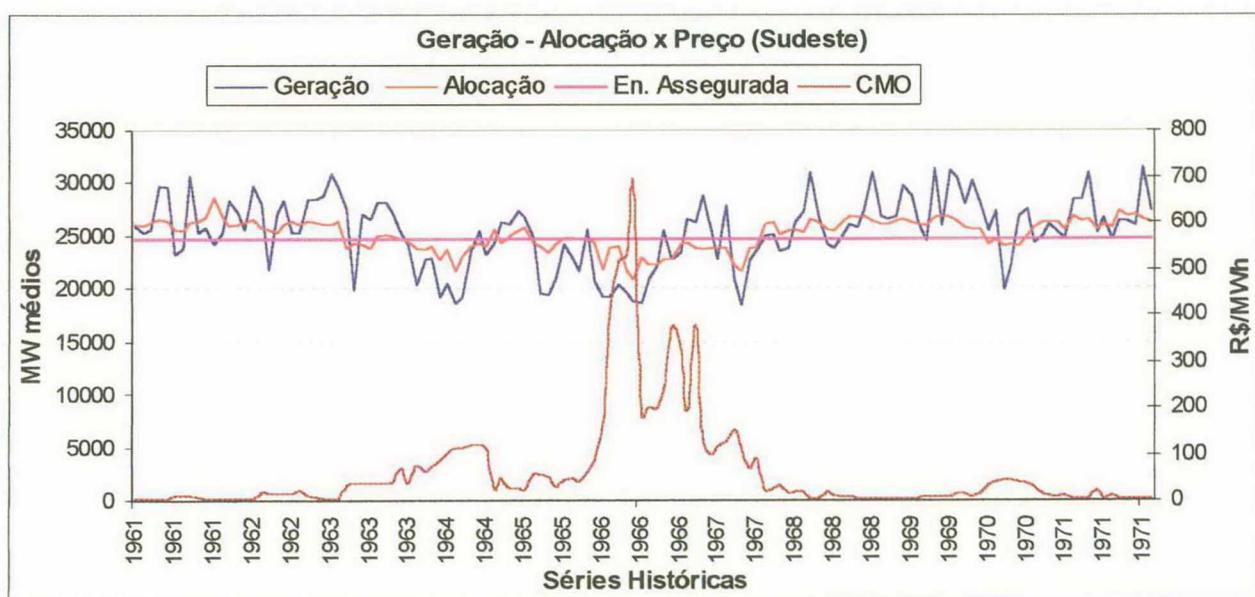


Figura 13 – Alocação de Energia e Preço (Séries de Afluência de 1961–1971)

Por meio da Figura 12 e da Figura 13 pode-se observar que o processo de alocação de energia resultante do MRE obedece as seguintes condições:

- ✓ em termos médios a alocação de energia é superior à energia assegurada das usinas;
- ✓ sempre que se observa a existência de energia secundária no sistema, o mesmo tende a apresentar custos marginais de operação baixos, um resultado direto da relação entre oferta e demanda, afluência e nível de armazenamento, de acordo com as relações apresentadas nas Figura 7 e Figura 8;
- ✓ da mesma forma, quando se observa que a geração total do MRE é reduzida, com relação à energia assegurada total do MRE, o sistema tende a apresentar custos marginais de operação elevados, situação que representa elevado risco financeiro para os geradores.

De posse da avaliação do risco inerente a atividade de geração, a próxima seção busca detalhar a percepção e o comportamento dos agentes frente ao preço da energia no mercado de curto prazo, mercado atacadista de energia, e à contratação bilateral da energia.

### **III.6 Conceito e Percepção do Preço**

Conforme PIRES e PICCININI (1998) o método mais adotado para a tarifação da energia elétrica, na maioria dos países até alguns anos atrás, era a precificação com base no custo do serviço ou por meio da regulação sobre as taxas internas de retorno.

*“Esta regra visa principalmente à obtenção da eficiência distributiva, uma vez que, através da igualdade entre custos e receitas busca-se evitar que o produtor se aproprie de lucros extras”* (PIRES e PICCININI, 1998)

Entretanto, no mesmo trabalho o autor demonstra que embora se objetive evitar lucros excessivos, este método não trouxe incentivos à redução dos custos. Isto resulta em ineficiência produtiva devido à remuneração garantida do produtor, prejudicando os consumidores com o repasse de custos de investimento desnecessários.

O conceito atual de preço da energia no mercado de curto prazo brasileiro, em \$/kWh, corresponde ao preço a ser pago pela unidade de incremento de energia, com o objetivo de cobrir os custos de geração. Dessa forma, a precificação no mercado de curto prazo do SEB reflete a operação do sistema, de acordo com o apresentado no item III.2, e sinaliza para o mercado a falta ou o excesso da disponibilidade de energia no sistema. Ressalta-se que esta metodologia de precificação é válida apenas para o ambiente comercial de curto prazo, ou seja, para precificar a energia transacionada no MAE.

Dessa forma, considerando-se as premissas para a formação do preço no mercado de curto prazo e a inserção da competitividade nas atividades de comercialização, através do ambiente de contratação bilateral, pode-se afirmar que o conceito do preço da energia, baseado predominantemente nos custos do sistema, tende a ser substituído pelo conceito de preço baseado no valor do produto.

Portanto, é oportuno avaliar os conceitos atrelados à nova *Função Preço*, para o ambiente de contratos bilaterais, delimitada pela percepção de valor do insumo, ou produto, energia e dos riscos associados à aquisição do mesmo.

Neste cenário pode-se dizer que o preço atua, como um dos principais fatores da escolha do comprador, alternando sua importância conforme as características do produto e mercado em que este está situado, sendo fundamental para o resultado dos agentes no ambiente econômico em que atuam.

Considerando-se que a função lucro de um agente de geração é a diferença entre a receita bruta e o custo total de produção, temos:

$$Lucro(q) = Receita(q) - Custo\ Total(q) \quad (1)$$

onde  $q$  é a quantidade.

$$Receita(q) = preço * q \quad (2)$$

e de acordo com BAÍDYA (1999) a receita esperada é um resultado direto do preço pela quantidade produzida, enquanto os custos levam em consideração a cadeia produtiva e os insumos necessários à confecção do bem. A condição de primeira ordem para a maximização do lucro é:

$$Lucro'(q) = \frac{\partial Lucro(q)}{\partial q} = \frac{\partial Receita(q)}{\partial q} - \frac{\partial Custo(q)}{\partial q} = 0 \quad (3)$$

Isto significa que se a função lucro( $q$ ) possui um máximo, este máximo ocorrerá em um ponto onde a receita marginal deve ser igual ao custo marginal de operação. Ou seja, a receita resultante da produção de uma unidade a mais do produto final deve ser igual ao custo adicional desta unidade (o custo marginal), conforme ilustrado na Figura 14. Como para um mercado competitivo o preço é admitido constante a receita marginal será:

$$\frac{\partial \text{Receita}(q)}{\partial q} = \frac{\partial \text{Custo}(q)}{\partial q} = \text{preço}, \quad (4)$$

$$\text{como : } \text{Lucro}'(q) = \text{preço} - \frac{\partial \text{Custo}(q)}{\partial q} = \text{preço} - \text{C.M arginal}(q) = 0$$

$$\text{por tanto : } \text{preço} = \text{C.M arginal}(q) \quad (5)$$

Esta condição permite definir os pontos críticos de rentabilidade de um mercado.

A condição de segunda ordem para o atingimento do máximo é por sua vez:

$$\text{Lucro}''(q) = \frac{\partial \text{Lucro}'(q)}{\partial q} = \frac{\partial(\text{preço} - \frac{\partial \text{Custo}(q)}{\partial q})}{\partial q} = -\frac{\partial^2 \text{Custo}(q)}{\partial q^2} < 0 \quad (6)$$

$$\text{por tanto : } \frac{\partial^2 \text{Custo}(q)}{\partial q^2} > 0, \text{ que equivale a : } \frac{\partial \text{C.M arginal}(q)}{\partial q}$$

o que significa que a solução para se maximizar o Lucro é obtida para um nível de produção que esteja na porção crescente da curva de custo marginal, conforme a Figura 14.

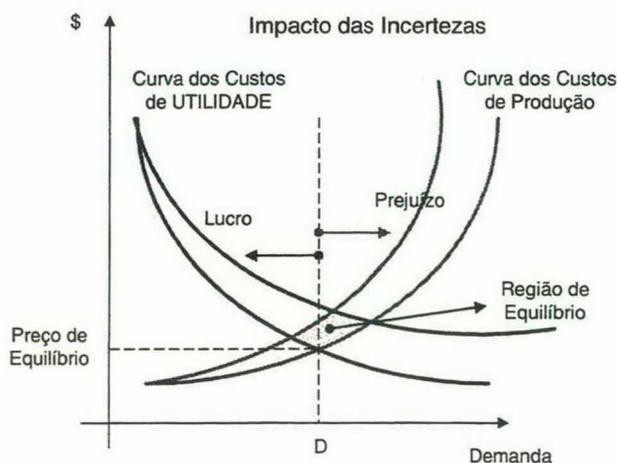


Figura 14 – Preço de equilíbrio

Adaptado de BAÍDYA et al. (1999)

Conclui-se que na teoria econômica, o preço seria o ponto de equilíbrio onde um ofertante estaria disposto a efetivar a troca de uma mercadoria que possui por uma contrapartida do demandante conforme ilustrado na Figura 14.

De acordo com BORN (1999) e BAÍDYA et al. (1999), em concorrência perfeita, os preços, dos contratos bilaterais, tenderiam aos custos marginais de longo prazo, os quais se aproximam do custo marginal de expansão.

Segundo ZEITHAML (apud BORGES(1998)) o preço é composto pelo preço monetário (preço atual de um produto), pela percepção não-monetária do preço (codificação do preço monetário pelo consumidor) e pelo sacrifício. A distinção entre o preço monetário e a percepção do preço demonstra que o consumidor codifica de forma distinta o preço ao qual é submetido. Estas definições aparecem no modelo proposto por ZEITHAML, ilustrado na Figura 15.

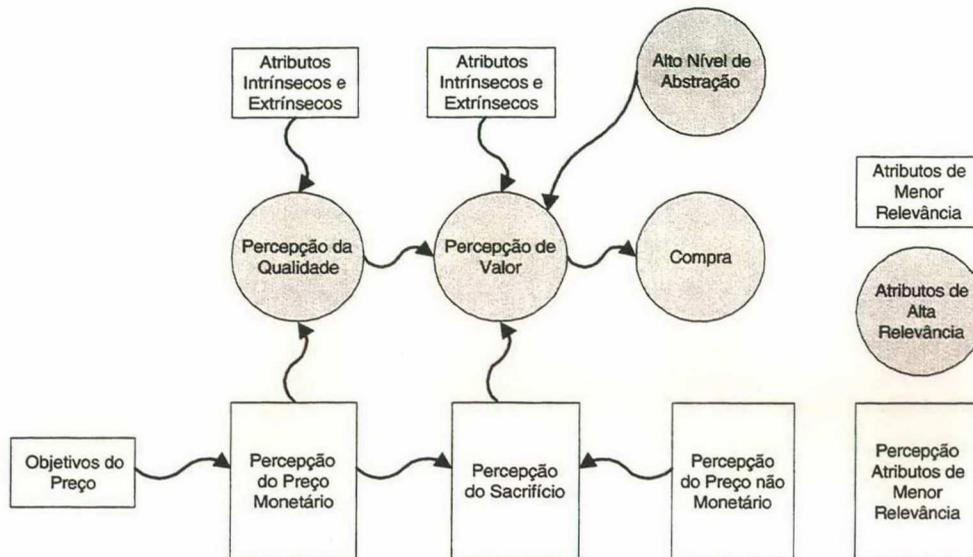


Figura 15 – Percepção do Preço  
Adaptado de BORGES(1998)

Verifica-se, na Figura 15, a importância de efeitos intrínsecos e extrínsecos no processo de decisão de compra frente ao comportamento e formação do conceito de valor por parte do consumidor. A discriminação dos itens através do nível de relevância pressupõe que o julgamento final do produto cabe ao consumidor, através de sua percepção. Portanto, mais importante que a existência de um atributo especial de um produto, é a percepção que o consumidor absorve dele, e que será, o determinante da compra. No caso do setor elétrico brasileiro pode-se dizer que esta percepção se verifica frente aos benefícios que o sistema hidrotérmico apresenta. Estes benefícios e a percepção do consumidor serão detalhados no Capítulo V –.

A percepção do sacrifício para a obtenção de um bem é composta pelas percepções dos preços monetário e não-monetário, onde o preço monetário seria a quantidade de moeda a ser despendida para aquisição do produto e a percepção não monetária engloba todos os demais fatores envolvidos no processo de compra e que representam valor para o

consumidor, como por exemplo, os benefícios agregados com a aquisição da energia em um contrato bilateral frente a um cenário de preços elevados no mercado de curto prazo.

A compreensão dos objetivos da fixação dos preços para os fornecedores é de fundamental importância para se consolidar a percepção do preço por parte dos consumidores, pois a mesma influencia na decisão de compra do consumidor. Dessa forma, o objetivo de se gerar receita e lucratividade, por parte dos fornecedores, esta vinculada a objetivos maiores dentro do planejamento estratégico das organizações, como:

- ✓ a maximização de lucro no curto ou longo prazo;
- ✓ crescimento da empresa;
- ✓ a adequação e a sensibilidade ao preço;
- ✓ desencorajar entrantes potenciais e,
- ✓ manter lealdade dos canais de distribuição e dos consumidores.

A partir da determinação dos objetivos que a empresa estabelece para o preço de seus produtos, são então estabelecidas as ações para se atingir estes objetivos ilustrando a idéia de que os objetivos dos preços se confundem com os objetivos dos agentes.

Dessa forma, o objetivo de preço de um determinado agente vendedor será, juntamente com o interesse do consumidor, o fator determinante da forma como o produto se desenvolverá no mercado, sendo que, o consumidor interpretará as opções no mercado decidindo, dentro do processo de percepção do valor a eficiência do produto.

A percepção dos consumidores quanto aos critérios de avaliação do valor dos produtos podem mudar ao longo do tempo devido a fatores como:

- ✓ aumento de informações;
- ✓ aumento da competição em seu setor de atuação;
- ✓ mudança no perfil sócio-econômico e,
- ✓ mudança de expectativas e cenários.

Entretanto, isto não invalida a necessidade de discussão da relação entre o preço e o benefício por ele sinalizado. Esta influência pode ser determinante na escolha de estratégias corporativas, equalizando os benefícios da aquisição de um produto com a percepção dos resultados a serem obtidos pelo consumidor.

Neste momento, de posse dos conceitos de operação, visualização do preço para longo prazo, precificação no mercado de curto prazo, mecanismo de realocação de energia e dos conceitos de valor de um produto pode-se sintetizar os riscos dos agentes envolvidos nas transações comerciais no mercado de energia.

### III.7 Riscos inerentes à atividade de Geração

O gerador está sujeito basicamente a quatro tipos diferentes de risco:

- ✓ Risco de Exposição ao Preço de Mercado – É um risco associado com o mercado de curto prazo, onde o preço do mercado pode ser maior ou menor que o esperado, um resultado direto da variação da demanda e da forma de suprimento do mercado. A variação do preço afeta a renda do gerador, com disponibilidade de energia no mercado de curto prazo, proveniente da diferença entre os seus custos variáveis e o valor de mercado, e pode prejudicar a habilidade do produtor de cobrir seus custos fixos de construção e manutenção;
- ✓ Risco da Quantidade de Venda – Mudanças nos preços do mercado em alguns períodos podem fazer com que a planta opere por mais ou menos horas que o esperado afetando não somente a renda do gerador, mas também seus custos variáveis de combustível, operação e manutenção. Para geradores inseridos no processo do MRE este risco está associado à geração total do MRE, conforme os resultados apresentados nas Figura 12 e Figura 13, onde se observa que não existem garantias de que a energia alocada resultante do processo do MRE atinja a energia assegurada, fazendo com que o agente de geração fique exposto ao mercado de curto prazo para cumprir seus compromissos contratuais;
- ✓ Riscos do Preço dos Combustíveis / Valor da água – Afetam a capacidade de geração da planta para o suprimento do mercado de energia. Variações nos preços dos combustíveis das usinas termelétricas, por exemplo, afetam a operação da planta (probabilidade de despacho), assim como, a receita esperada;
- ✓ Risco de Disponibilidade – Não existem garantias de que um gerador estará sempre em condições para o despacho. Apesar de existir um bom grau de controle sobre a indisponibilidade programada as indisponibilidades forçadas ocorrem quando o preço da energia no curto prazo é superior aos custos variáveis de geração da

planta, com a planta produzindo em sua capacidade máxima, dessa forma, observa-se a necessidade da utilização de contratos que forneçam a devida proteção frente as indisponibilidades forçadas.

De forma sintetizada a figura a seguir ilustra os riscos a que estão expostos os agentes de geração/produção no mercado de energia brasileiro e sua forma de atuação.

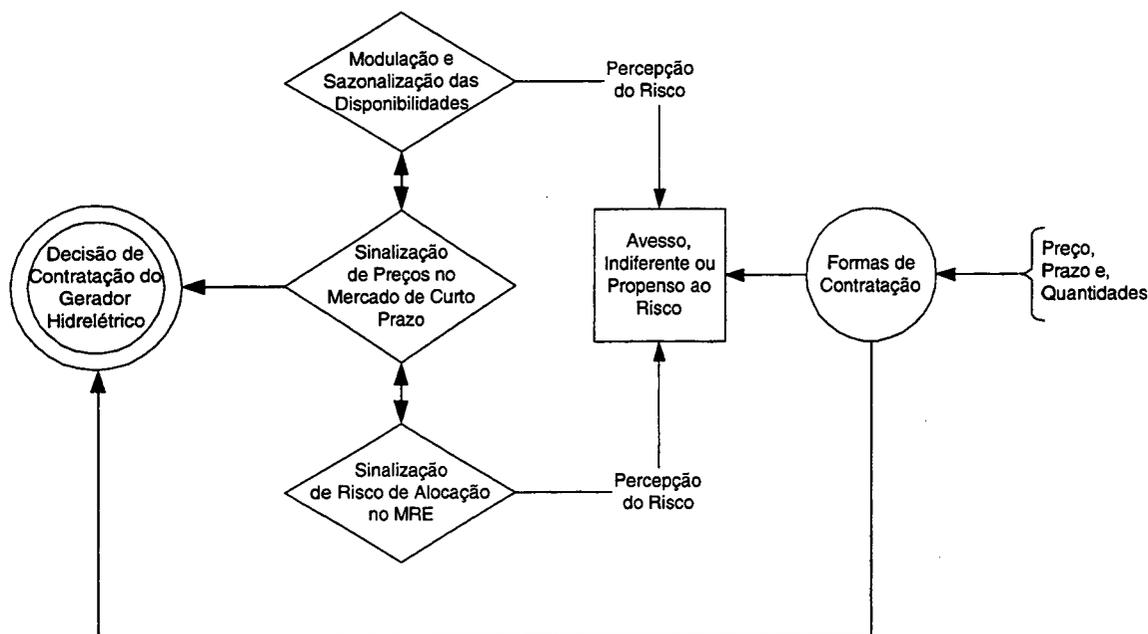


Figura 16 – Percepção dos Riscos – Agente Produtor

### III.8 Riscos inerentes ao Consumo

O consumidor está sujeito a dois tipos diferentes de risco:

- ✓ Risco do Preço de Mercado – É um risco associado com o mercado. O preço do mercado de curto prazo pode ser maior ou menor que o esperado. A variação do preço afeta os dispêndios do consumidor com a compra de energia e, pode prejudicar a habilidade do mesmo em ser competitivo em sua área de atuação ;
- ✓ Risco de Contratação – A habilidade de se contratar quantidades de energia ajustadas com as necessidades efetivas de consumo é um fator determinante para o agente consumidor em função dos possíveis prejuízos, resultantes de uma contratação inferior aos requisitos, de uma exposição excessiva ao curto prazo, assim como, nos casos de uma contratação superior aos requisitos que podem acarretar em risco de exposição na venda dos excedentes de energia no curto prazo a preços inferiores ao preço contratado (conforme pode se observado na Figura 25).

A figura a seguir ilustra os riscos a que estão expostos os agentes de consumo no mercado de energia brasileiro.

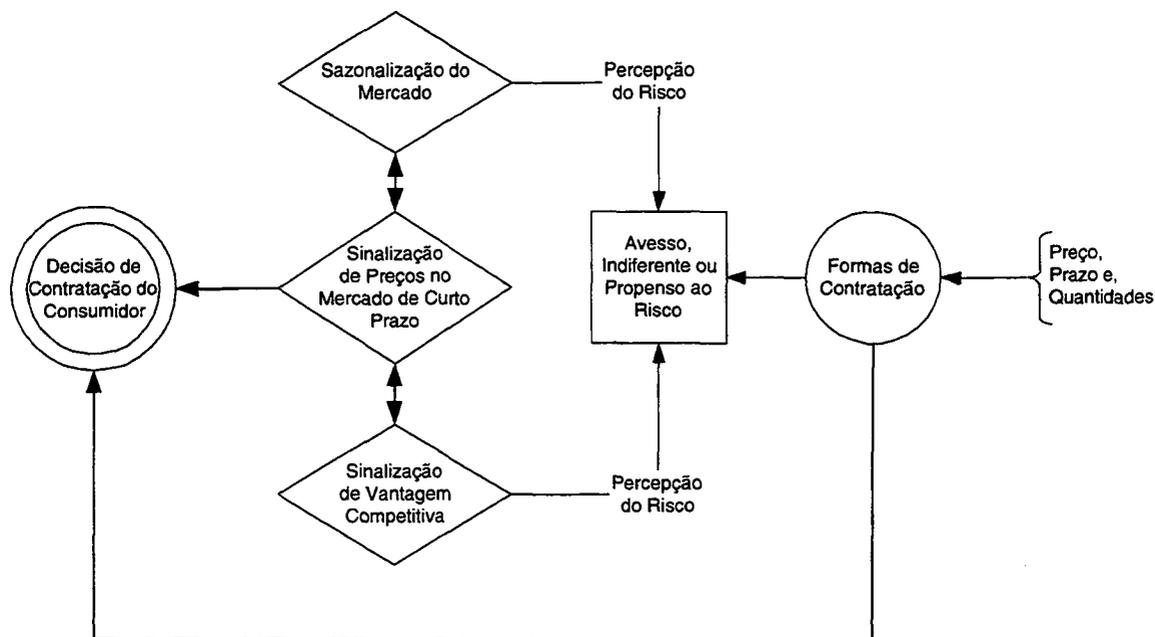


Figura 17 – Percepção do Risco – Agente Consumidor

### III.9 Conclusões

Conclui-se que o processo de administração do risco transforma-se no foco de preocupação das empresas do setor elétrico brasileiro. Por isso, os agentes têm centrado esforços na procura de mecanismos que maximizem os sistemas de controle e minimizem os efeitos resultantes de uma exposição.

A razão para o desenvolvimento de metodologias de análise de risco está na volatilidade inerente de determinadas atividades, no caso do setor elétrico brasileiro, por este possuir sua base de geração nos recursos hidrelétricos dependente basicamente da expectativa de aflúncias de cada subsistema. Portanto, esta volatilidade induz a necessidade de desenvolvimento e efetiva implantação de metodologias que visem a mitigação dos riscos da comercialização de energia para os agentes de produção e consumo.

Pode-se agora limitar o objetivo principal deste trabalho que é suscitar discussões a respeito dos riscos envolvidos na atividade de comercialização de energia, através da proposição de possíveis soluções e metodologias de análise considerando-se a existência de apenas dois mercados, o mercado *Forward* e o Mercado *Spot*. Com este intuito, foram

avaliados os processos de operação, precificação da energia e as regras do MAE (em especial do MRE).

Neste capítulo foi possível observar as questões que envolvem os riscos dos agentes de geração, principalmente os geradores hidrelétricos, sobre os quais se faz necessário uma avaliação diferenciada, devido aos riscos associados à produção e à alocação de energia pelo MRE à essas usinas. Também foi possível visualizar a relação entre as principais características de operação e as variáveis que influenciam a formação dos preços da energia no curto prazo do SEB.

No próximo capítulo, dá-se início a avaliação da aplicação das teorias de portfólios de Markowitz e de função de utilidade como ferramentas de análise para a contratação de energia no setor elétrico brasileiro tendo como objetivo a mitigação dos riscos financeiros.

# **CAPÍTULO IV – TEORIA DE PORTFÓLIOS E FUNÇÃO UTILIDADE**

---

## **IV.1 Introdução**

Como foi visto no capítulo anterior, a percepção do valor e dos riscos associados à forma de contratação no recente ambiente competitivo do mercado de energia, representam as principais ferramentas para a tomada de decisão sobre a forma de contratação da energia. Com o objetivo de medir, controlar e mitigar a exposição dos agentes ao risco do mercado é apresentada, neste capítulo, uma metodologia para a avaliação do risco das carteiras de contratos de energia através da Teoria de Portfólios<sup>17</sup>.

## **IV.2 Caracterização do Problema**

As escolhas sobre a forma de contratação de energia no ambiente do setor elétrico brasileiro ocorrem em um ambiente de incertezas. Nestas situações temos:

- ✓ aleatoriedade dos resultados, e
- ✓ aleatoriedade das expectativas.

Para explicar o comportamento dos agentes envolvidos neste ambiente levaremos em consideração os conceitos de Função Utilidade e Teoria de Portfólios (ou Teoria de Carteiras), os quais serão apresentados a seguir.

## **IV.3 Função Utilidade – Propriedades**

A teoria da utilidade é o bloco fundamental para a construção da Teoria de Portfólios. Conforme KEENEY e RAIFFA (1993), BAÍDYA et al.(1999), BORGES (1998) e PRADO (2001) aprende-se que, na teoria da microeconomia, não é somente a quantidade do produto ou serviço que é importante para os indivíduos mas, mais ainda, a satisfação ou a utilidade que os indivíduos experimentam quando o produto/bem ou serviço é consumido, conforme apresentado no item III.6.

Neste contexto, segundo KEENEY e RAIFFA (1993), o processo de tomada de decisões, a luz da teoria da função utilidade, pode ser sumariado como:

- ✓ Pré-análise: Consiste em identificar o problema e propor alternativas viáveis;
- ✓ Análise estrutural: Consiste em avaliar quais as decisões que podem ou não ser tomadas, num determinado estágio; quais decisões podem ser tomadas com base em conhecimento adquirido em situações semelhantes; quais experiências o decisor pode fazer; quais informações podem ser obtidas para reavaliação sem a ocorrência de uma intervenção;
- ✓ Análise das incertezas: a análise é feita com base em resultados e sinalizações resultantes de várias técnicas e procedimentos que tem como base dados empíricos obtidos através de observações passadas, expectativas próprias ou resultados obtidos de modelos de simulação e até mesmo em julgamentos subjetivos do decisor. O decisor então associa probabilidades de ocorrência para cada cenário avaliado;
- ✓ Utilidade ou Valor da Análise: o decisor codifica suas preferências pelas suas conseqüências em termos de quantificação da sua utilidade. Esta medida, quantificação, reflete para o decisor um ranking para as diferentes conseqüências (Cenário 1 é preferido entre Cenário 1 e Cenário 2 e Cenário 2 é preferido entre Cenário 2 e Cenário 3), o que indica sua preferência relativa frente às incertezas sobre estas conseqüências. Ou seja, a quantificação das conseqüências associadas à utilidade deve ser tal que a maximização da utilidade esperada torne o critério apropriado para a ação ótima do decisor.
- ✓ Otimização da Análise: depois da estruturação do problema do decisor, associação de probabilidades e percepção da utilidade, o decisor calcula sua estratégia ótima, ou seja, a estratégia que maximiza o valor esperado da utilidade.

Usualmente, os decisores observam as variáveis que, do seu ponto de vista, impactam mais fortemente na função utilidade, adotando simplificações heurísticas ou pragmáticas. A crença que os decisores podem se balizar com mais firmeza em uma função de utilidade, desde que estes sistematicamente observem sua estrutura de valores, é

---

<sup>17</sup> Portfólios – conjunto de investimentos realizado por um investidor ou por uma organização financeira.

essencial para a confecção de uma função utilidade, assim como, para a obtenção da percepção dos valores agregados às suas decisões orientadas por esta função.

Neste sentido, conforme MORECROFT (1992), a expressão matemática de uma função utilidade dependerá diretamente do problema de interesse, das variáveis envolvidas, da correlação entre estas variáveis e da percepção; envolvendo aqui crenças, heurísticas, regras de bom senso e modelos mentais; para o comportamento esperado destas variáveis. Da mesma forma, como apresentado por ENSSLIN et al. (2001), cada decisor percebe e interpreta de forma diferente. A percepção advém de seu próprio quadro de referência mental e a interpretação surge dos diferentes valores, objetivos, crenças, relações sociais e de poder. Este é o pressuposto básico do construtivismo, que corresponde ao princípio de que as pessoas desenvolvem continuamente representações mentais a partir do que percebem da realidade.

Em KEENEY e RAIFFA (1993) são apresentados exemplos de expressões matemáticas que podem ser utilizadas para representar os comportamentos de um decisor, via função utilidade.

De uma forma geral, segundo KEENEY e RAIFFA (1993) a utilidade atribuída a uma alternativa incerta é o valor esperado da utilidade atribuída a cada um dos resultados possíveis, ou seja, a função utilidade é o produto do vetor de resultados esperados ( $x_i$  com  $i$  variando de 1 até  $n$ ) e da função de densidade de probabilidade  $p$  associada, onde  $p$  é uma função de  $x_i$ . Portanto, a função utilidade pode ser definida como uma função do retorno esperado de uma ação (riqueza esperada) e do risco associado a mesma (medido pelo desvio-padrão ou pela variância dos retornos) sendo expressa por:

$$U = f[E(W), \sigma_w] \quad (7)$$

onde:  $U$  = Função utilidade;

$W$  = riqueza esperada;

$E(W)$  = Retorno esperado da riqueza e,

$\sigma_w$  = Desvio padrão da riqueza esperada.

Dessa forma, a avaliação proposta neste trabalho leva em consideração a suposição de que os decisores envolvidos tomam suas decisões conforme a riqueza esperada e o

desvio padrão da mesma. Assim, com base na função utilidade quadrática, conforme SHARPE (1970) e SILVA (1999), tem-se:

$$U = aW + bW^2 \quad (8)$$

$$\text{onde: } E(U) = \sum_{n=1}^N p_n U_n = \sum_{n=1}^N p_n (aE_n + b(E_n)^2) \quad (9)$$

$$E(U) = a \sum_{n=1}^N p_n (E_n) + b \sum_{n=1}^N p_n E_n^2 \quad (10)$$

sendo:

$$\sum_{n=1}^N p_n (E_n) = E, \text{ tem-se:} \quad (11)$$

$$\sum_{n=1}^N p_n E_n^2 = \sum_{n=1}^N p_n [(E_n - E) + E]^2: \quad (12)$$

$$\sum_{n=1}^N p_n E_n^2 = \sum_{n=1}^N p_n [(E_n - E)^2 + 2E(E_n - E) + E_n^2] \quad (13)$$

$$\sum_{n=1}^N p_n em^2 = \sum_{n=1}^N p_n (em - E)^2 + 2E \sum_{n=1}^N p_n (em - E) + em^2 \sum_{n=1}^N p_n \quad (14)$$

onde:

$p_n$  é a participação de ativo no retorno esperado

$n$  corresponde a cada ativo avaliado

$E_n$  é o retorno esperado da utilidade de  $n$

$E$  é o retorno esperado da utilidade

Por definição o primeiro termo da Equação (14) é igual a variância,  $\sigma^2$ , o segundo termo é igual a zero e o somatório no terceiro termo é igual a 1. Dessa forma, obtém-se:

$$E(W^2) = \sigma^2 + E(W)^2 \quad (15)$$

Portanto, a utilidade esperada de um portfólio pode ser dada por:

$$E(U) = aE(W) + b\sigma^2 + bE(W)^2 \quad (16)$$

onde:

$E(U)$  = Valor Esperado da Utilidade;

$E(W)$  = Valor Esperado da Riqueza;

$\sigma^2$  = Variância do Portfólio e,

a e b = Coeficientes de Ponderação da Riqueza Esperada e Variância do Portfólio.

Analisando-se as condições de primeira ordem para uma função utilidade quadrática, segundo a Equação (8), tem-se:

a)  $\partial U / \partial E(W) > 0$ : observa-se na relação entre utilidade e riqueza esperada que as duas variáveis deslocam-se no mesmo sentido, ou seja, um aumento na riqueza esperada resulta no aumento da utilidade, assim como, uma redução na riqueza esperada implica na redução da utilidade, caracterizando uma função utilidade crescente em relação ao valor esperado da riqueza.

A Figura 18 a seguir ilustra este comportamento.

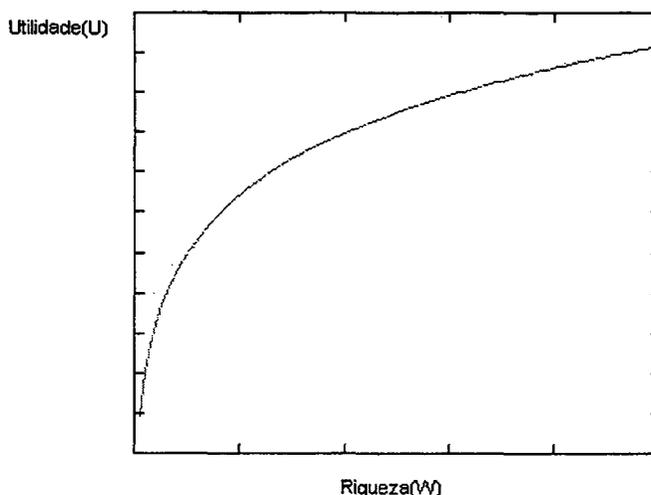


Figura 18 – Relação entre a função utilidade e a riqueza esperada

b)  $\partial U / \partial \sigma_w < 0$ : observa-se na relação entre utilidade e a medida de risco (variância ou desvio padrão) que as duas variáveis deslocam-se em sentidos contrários, ou seja, um aumento na medida do risco resulta na diminuição da utilidade esperada, assim como, uma redução dos riscos implica no aumento da utilidade, conforme ilustrado na Figura 19 a seguir.

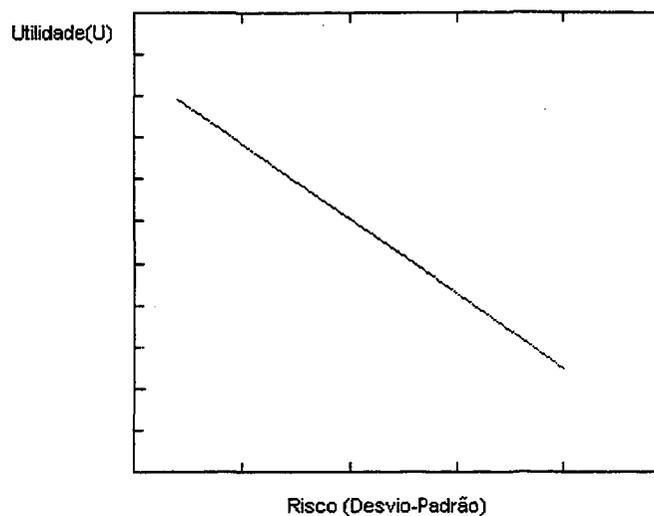


Figura 19 – Relação entre a função utilidade e a medida de risco

Deve ser observado que os coeficientes  $a$  e  $b$  tem uma importância fundamental na expressão da função utilidade apresentada, pois os mesmos definirão o comportamento esperado do decisor frente ao risco, indicando seu grau de aversão ou propensão ao risco.

Avaliando-se a condição de primeira ordem da utilidade esperada com a riqueza esperada, tem-se:

$$\frac{\partial E(U)}{\partial E(W)} = a + 2bE(W) \quad (17)$$

A relação entre  $\frac{E(U)}{E(W)} > 0$  é por definição positiva o que indica que o aumento da riqueza esperada aumenta a utilidade esperada.

No caso da derivada parcial do valor esperado da utilidade em função da variância tem-se:

$$\frac{\partial E(U)}{\partial \sigma^2} = 2b\sigma \quad (18)$$

A relação entre a utilidade e o risco é  $\frac{E(U)}{\sigma^2} < 0$ , pois o aumento do risco resulta na redução da utilidade esperada.

O coeficiente  $b$ , na Equação (17), indica a concavidade da curva de utilidade onde, segundo SHARPE(1970), KEENEY e RAIFFA (1993) e SILVA (1999), para o caso de um agente propenso ao risco  $b$  varia entre  $-1 < b < 0$ , representando uma parábola com

concauidade voltada para baixo e para um agente avesso ao risco, sinalizando um maior valor para a riqueza esperada, o coeficiente  $b$  se encontra entre  $0 < b < 1$  representando uma parábola com concauidade voltada para cima.

Para a obtenção dos coeficientes  $a$  e  $b$  pode-se adotar o conceito de utilidade marginal onde através das Equações (17) e (18), tem-se:

$$a + 2bE(W) = 0 \text{ onde:}$$

$$b = \frac{-a}{2E(W)} \quad (19)$$

É possível observar pela Figura 20 a relação entre os coeficientes  $a$  e  $b$ , considerando-se uma riqueza esperada constante. Observa-se que com o acréscimo de  $a$  ocorre o decréscimo do valor de  $b$  e vice-versa.

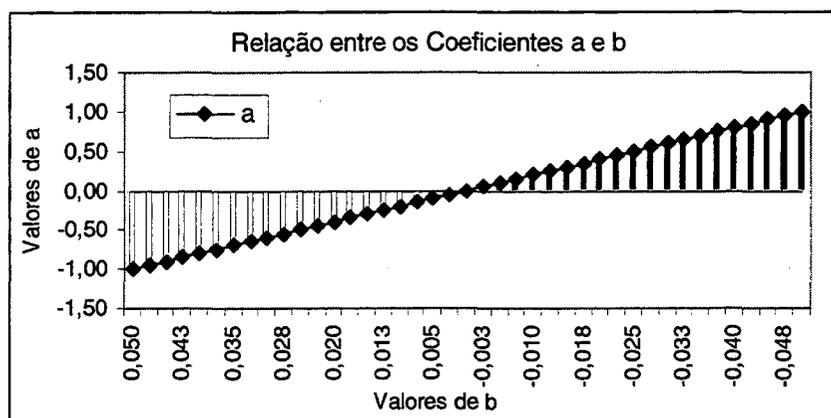


Figura 20 – Relação entre os Coeficientes  $a$  e  $b$

De acordo com SHARPE(1970) e BAÍDYA et al. (1999) é possível inferir através da Figura 20 que os coeficientes de ponderação da riqueza e do risco associado influenciam diretamente no resultado esperado. Desta forma, para avaliar, neste trabalho, a medida de aversão e propensão ao risco adotou-se o conceito de Taxa Marginal de Substituição, conforme apresentado por BAÍDYA et al. (1999):

*“A quantidade de um bem ou produto que um consumidor desiste em troca de outro é denominado de Taxa Marginal de Substituição”* (BAÍDYA et al., 1999).

e pode ser dada por:

$$TxMg = - \frac{\frac{\partial E(U)}{\partial E(W)}}{\frac{\partial E(U)}{\partial \sigma^2}} \quad (20)$$

Pode-se inferir que o decisor, conforme sua sensibilidade, pode alocar maior importância para a riqueza esperada ou para o risco esperado, o que irá indicar seu grau de propensão ou aversão ao risco. Desta forma, neste trabalho, para a obtenção dos fatores de propensão ou aversão a riscos, manteve-se a riqueza esperada  $E(W)$  constante, 10, o fator de ponderação a constante e igual a 1 e o desvio-padrão como constante e igual a 24%, o que equivale ao resultado do desvio-padrão entre os fluxos financeiros de uma operação comercial com contratação plena e uma operação comercial sem contratação, considerando-se o cenário histórico de vazões.

Tabela 2 – Coeficientes de Ponderação (a e b)

Aversão/Propensão	a	b	$\frac{\partial E(U)}{\partial E(W)}$	$\frac{\partial E(U)}{\partial \sigma^2}$	E(W)	Desvio Padrão	TxMg
Propensão ao Risco	1	-0,1125	-1,2498	-0,0529	10	24%	-23,61
	1	-0,0937	-0,8748	-0,0441	10	24%	-19,83
	1	-0,0875	-0,7499	-0,0412	10	24%	-18,22
	1	-0,0812	-0,6249	-0,0382	10	24%	-16,35
	1	-0,0750	-0,4999	-0,0353	10	24%	-14,17
	1	-0,0687	-0,3749	-0,0323	10	24%	-11,59
	1	-0,0625	-0,2500	-0,0294	10	24%	-8,50
	1	-0,0562	-0,1250	-0,0265	10	24%	-4,72
Indiferença ao Risco	1	-0,0500	0,0000	-0,0235	10	24%	0,00
	1	-0,0438	0,1250	-0,0206	10	24%	6,07
	1	-0,0375	0,2500	-0,0176	10	24%	14,17
	1	-0,0313	0,3749	-0,0147	10	24%	25,50
	1	-0,0250	0,4999	-0,0118	10	24%	42,49
	1	-0,0188	0,6249	-0,0088	10	24%	70,81
	1	-0,0125	0,7499	-0,0059	10	24%	127,43
	1	-0,0063	0,8748	-0,0029	10	24%	297,12
Aversão ao Risco	1	0,0000	0,9998	-4,235E-06	10	24%	236106,04

Através da análise da Equação (20) e da Tabela 2 é possível concluir que se o agente decisor ponderar de forma mais intensa a riqueza esperada, a TxMg diminuirá indicando a propensão do agente aos riscos pois, o mesmo aceita a troca de uma unidade de risco desde que ocorra um incremento na riqueza, indicando a necessidade do decisor em alocar seus recursos em ativos de maior risco. De outro lado, um agente é avesso ao risco quanto maior é a importância dada ao risco, fazendo com que a TxMg aumente induzindo o decisor a alocar seus recursos em ativos de menor risco. Isto também pode ser comprovado pela Figura 21.

ação, o mesmo, devido ao ambiente incerto em que atua, não pode quantificar exatamente o resultado que irá obter. Porém, este decisor pode estimar os retornos esperados atribuindo probabilidades de ocorrência a estes eventos e, através da análise da frequência da distribuição dos retornos, obter parâmetros como a medida de tendência central, o retorno esperado, a medida de dispersão em torno da média e o desvio-padrão, que representam o risco a que um agente está exposto.

Conforme STERN (1999), a teoria de carteiras parte das seguintes premissas para chegar ao que Harry Markowitz designou de carteiras eficientes:

- ✓ os agentes são avessos ao risco, ou seja, os agentes não pensam exclusivamente na performance do investimento em termos de retorno. Deverão centrar-se na rentabilidade ponderada pelos diversos níveis de risco, de forma a aumentar a probabilidade de sucesso do investimento. Para obter uma maior rentabilidade dos investimentos, é necessário assumir um nível de risco mais alto. A teoria sugere que os decisores preferem níveis de risco mais baixos, ou seja, não assumem mais riscos sem a oportunidade de ganhos maiores;
- ✓ os mercados são eficientes, com competição, e os agentes não os podem controlar a médio e longo prazo;
- ✓ a análise de um portfólio é mais importante do que a de um só título, pois os agentes terão mais sucesso analisando o investimento global do que ao avaliar as apostas isoladas;
- ✓ há sempre uma combinação ótima de ativos para cada nível de risco. Para um agente mais agressivo, que está preparado para as grandes flutuações, e sabe que exposições acentuadas fazem parte do processo de contratação, a teoria da carteira é uma excelente ferramenta para se garantir o retorno esperado.

A teoria de Markowitz também indica a importância da atualização frequente das carteiras de contratos objetivando assim a manutenção do nível de risco desejado.

Assim que, os indicadores de risco e a rentabilidade esperada dos ativos de um portfólio são definidos e calculados pelo decisor, é possível determinar as carteiras que maximizam o rendimento esperado para cada nível de risco. Entre essas carteiras estará uma que otimiza a combinação entre o risco e a rentabilidade esperada.

Para tanto, no modelo proposto por Markowitz as duas únicas variáveis que interessam à satisfação do agente são o retorno esperado e o risco, expresso pela variância desses retornos. O risco, avaliado em função da volatilidade do retorno esperado, reflete a incerteza associada à tomada de decisão. Pode-se dizer que quanto maior a incerteza maior o desvio padrão do retorno e, portanto, maior o risco.

Conclui-se então que o risco faz parte do processo de decisão e é algo que quase todos os decisores pretendem minimizar ou evitar. Pode-se concluir que a teoria de portfólios é uma ferramenta vital para o decisor, porque sinaliza o modo como realizar cada contrato, de forma a criar uma carteira mais eficiente.

Dessa forma, é possível sintetizar as premissas da teoria de carteiras como:

- ✓ todos os agentes buscam maximizar a utilidade esperada;
- ✓ os agentes associam risco à variabilidade das taxas de retorno, sendo que quanto mais variáveis estas taxas forem maior será o risco;
- ✓ para qualquer nível de risco, os agentes preferem maiores retornos a menores retornos, ou seja, para qualquer nível de retorno esperado preferem menos riscos a mais riscos;
- ✓ a diversificação permite a proteção contra o risco.

#### **IV.5 Carteira de Contratos de Energia**

Para o problema da contratação de energia cabe avaliar uma carteira de contratos com basicamente dois ativos:

1. Contrato Bilateral e,
2. Mercado de Curto Prazo.

Como o retorno esperado de cada decisão de contratação bilateral ou de exposição ao curto prazo varia em função das variáveis aleatórias de hidrologia e armazenamento, como visto na Figura 10, é possível mensurar o valor esperado, a variância e o desvio padrão da decisão de contratação de cada agente.

Para a avaliação do Valor Esperado, por meio da combinação linear de variáveis aleatórias, a incerteza é descrita por uma função de distribuição de probabilidades  $f(x_1, x_2)$  associada a cada valor de  $x$  ( $x_1, x_2$ ), sendo a esperança calculada como:

$$\begin{aligned}
 E(x_1 + x_2) &= \int \int_{1,2} (x_1 + x_2) * f(x_1, x_2) dx_1 dx_2 = \int \int_{1,2} (x_1) * f(x_1, x_2) dx_1 dx_2 + \\
 &+ \int \int_{1,2} (x_2) * f(x_1, x_2) dx_1 dx_2 = \int_1 (x_1) * f(x_1) dx_1 + \int_2 (x_2) * f(x_2) dx_2 = E(x_1) + E(x_2)
 \end{aligned}
 \tag{21}$$

Ou seja, a esperança matemática é um operador linear de forma que a esperança de uma soma equivale à soma das esperanças.

Dessa forma, o retorno esperado de uma carteira  $E(r)_{cart.}$  é a média ponderada dos retornos esperados dos ativos que a compõem e para uma carteira composta por dois ativos, obtém-se:

$$E(r)_{cart} = x_1 E(r_1) + x_2 E(r_2) \tag{22}$$

Onde:

$E(r)$  = Valor esperado do retorno do ativo

$x$  = Participação do ativo na carteira

A soma das participações dos ativos na carteira deve ser a unidade, ou seja:

$$x_1 + x_2 = 1 \tag{23}$$

Da mesma forma que o valor esperado, a variância, que serve de parâmetro para a avaliação do risco, tem o seguinte desenvolvimento:

$$\begin{aligned}
 V(x_1 + x_2) &= \int \int_{1,2} \{(x_1 + x_2) - E(x_1 + x_2)\}^2 * f(x_1, x_2) dx_1 dx_2 = \int_1 \{(x_1) - E(x_1)\}^2 * f(x_1) dx_1 + \\
 &+ \int_2 \{(x_1) - E(x_1)\}^2 * f(x_2) dx_2 + 2 \int \int_{1,2} \{(x_1 - E(x_1))\} * \{(x_2 - E(x_2))\} * f(x_1, x_2) dx_1 dx_2 = \\
 &= V(x_1) + V(x_2) + 2 * COV(x_1, x_2)
 \end{aligned}
 \tag{24}$$

Observa-se que a variância é um operador não linear que envolve um termo com produtos cruzados, o qual é fundamental para a avaliação das propriedades de diversificação de carteiras. Dessa forma, o risco é avaliado como uma função entre as variâncias individuais e também pela parcela de covariância entre os ativos onde, para uma carteira com dois ativos tem-se:

$$\sigma_{\text{cart}}^2 = x_1^2 \sigma_1^2 + 2 x_1 x_2 \text{Cov}_{12} + x_2^2 \sigma_2^2 \quad (25)$$

A variância e o desvio padrão individuais são determinados pelas expressões a seguir:

$$\sigma^2 = \sum_{n=1}^N p_n [r_n - E(r)]^2 \quad (26)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{n=1}^N p_n [r_n - E(r)]^2} \quad (27)$$

Onde:

$\sigma$  = desvio padrão do retorno

$\sigma^2$  = variância do retorno

$n$  = número de ativos na carteira

Segundo SILVEIRA (2001), a variância do retorno de uma carteira com dois ativos pode ser sintetizada pela Tabela 3, onde a variância do retorno da carteira é o resultado da soma das células da matriz.

Tabela 3 – Variância do Retorno de Carteira Composta por dois Ativos

	<b>Contrato Bilateral</b>	<b>Mercado de Curto Prazo</b>
<b>Contrato Bilateral</b>	$x_1^2 \sigma_1^2$	$x_1 x_2 \text{Cov}_{12}$
<b>Mercado de Curto Prazo</b>	$x_1 x_2 \text{Cov}_{12}$	$x_2^2 \sigma_2^2$

A covariância relaciona estatisticamente duas variáveis aleatórias, assim como o coeficiente de correlação que relaciona a covariância ao desvio padrão dessas variáveis. A covariância e a correlação podem ser calculados por:

$$\text{Cov}_{ij} = \sum_{n=1}^N p_n \{ [r_{in} - E(r_i)] [r_{jn} - E(r_j)] \} \quad (28)$$

$$\text{Corr}_{ij} = \frac{\text{Cov}_{ij}}{\sigma_i \sigma_j} \quad (29)$$

Onde:

$Corr =$  coeficiente de correlação entre os retornos dos contratos

$Cov =$  covariância entre os retornos dos contratos

Conforme SILVEIRA (2001) o coeficiente de correlação entre duas variáveis situa-se entre +1 e -1, apresentando o mesmo sinal algébrico da covariância. O resultado da avaliação do sinal da covariância indica a relação entre os retornos de cada ativo avaliado, onde:

- ✓ quando a covariância apresenta sinal positivo, há uma sinalização de que existe uma dependência positiva entre as taxas de retorno, ou seja, quando os retornos dos ativos  $i$  e  $j$  situam-se ambos acima ou abaixo de seus valores esperados;
- ✓ quando a covariância é negativa, existe a sinalização de uma relação inversa entre as taxas de retorno, ou seja, o retorno de um ativo está acima de sua média enquanto o retorno de outro ativo está abaixo de sua média;
- ✓ quando a covariância é zero não existe uma relação definida entre os retornos dos ativos, ou seja, não existe correlação.

Portanto, é possível observar que a incerteza em relação às receitas e despesas com a compra e venda de energia se reflete sobre a volatilidade de seu retorno, um resultado direto do comportamento dos preços da energia no mercado de curto prazo, como apresentado nas Figura 7 e Figura 8. Quanto maior a incerteza associada a este comportamento maior será o desvio padrão do retorno e maior o risco associado. A variância e o desvio padrão, Equações (26) e (27), indicam o grau de volatilidade, sendo que quanto maior a dispersão dos valores do retorno em relação ao seu valor esperado, maior a variância do retorno.

Em BRUNS (2000), a análise do decisor permeia a relação risco-retorno esperado, sendo um maior retorno algo desejável e um maior risco algo indesejável, de forma que a diversificação da carteira de contratos deve estar atrelada ao risco-retorno e não apenas à maximização do retorno dos ativos, sugerindo que a mesma tenha uma combinação de ativos com reduzida covariância.

A Figura 22 a seguir, apresenta o comportamento do retorno esperado e do desvio padrão do retorno para as possíveis combinações de contratação nos ativos 1 e 2.

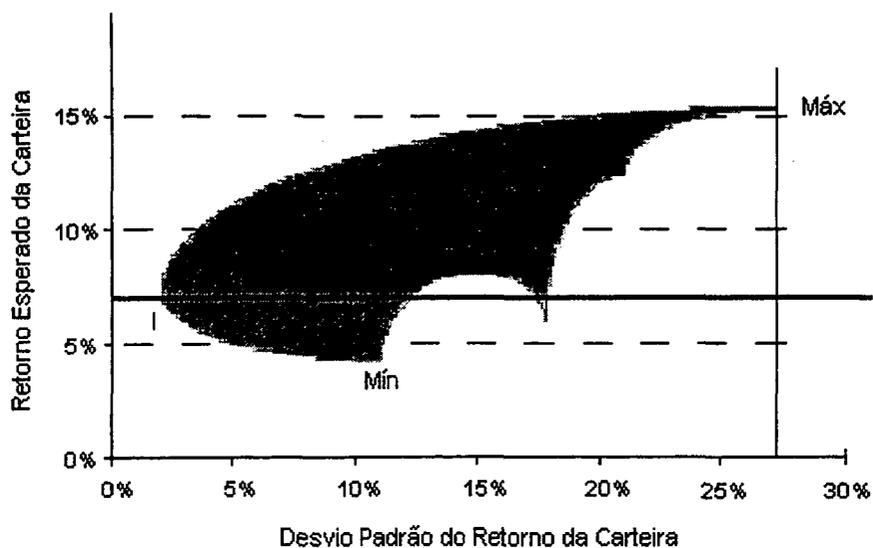


Figura 22 – Fronteira Eficiente

A região hachurada apresentada na Figura 22 denomina-se região factível, onde todo e qualquer ponto da região delimitada obedece às restrições do problema. Supondo-se a racionalidade do decisor, que deseja obter para um determinado nível de risco o maior retorno possível ou deseja assumir o menor risco possível para um determinado retorno esperado, existe para esta região viável dois pontos de interesse:

1. Ponto I, o ponto de inflexão, que corresponde ao ponto de mínimo risco;
2. Ponto Máx, que corresponde ao ponto de máximo retorno.

O conjunto resultante desses pontos é a curva I-Máx denominada de Fronteira Eficiente de Ativos de Risco, sendo que cada ponto da fronteira é o resultado de uma carteira eficiente, onde cada ponto corresponde ao maior retorno dentre todos os possíveis para cada nível de risco.

As carteiras situadas entre I e Máx são as mais eficientes. As carteiras situadas entre Mín e I são denominadas de carteira de mínima variância, pois estas apresentam retorno inferior a I e risco superior à I. Entre os pontos de Mín e I da região factível, o desvio padrão diminui ao mesmo tempo em que cresce o retorno esperado, um resultado direto da diversificação da carteira.

O efeito da diversificação pode ser observado de acordo com a correlação entre os retornos dos ativos avaliados, onde:

- ✓ se os ativos são positivamente correlacionados, o benefício da diversificação diminui, e aumenta o desvio padrão do retorno da carteira;
- ✓ o efeito da diversificação ocorre se o coeficiente de correlação entre os ativos é negativo, reduzindo-se o desvio padrão do retorno da carteira.

Pode-se concluir que quando um dos ativos tende a se valorizar quando o outro tende a cair, e vice-versa, ocorre o efeito da proteção, *hedge*, e o risco da carteira reduzirá. Entretanto, se ambos os ativos se valorizarem ou desvalorizarem simultaneamente, não haverá a ocorrência desse efeito e o risco da carteira aumentará.

Quando a carteira possui apenas dois ativos, pode ser observado na Figura 23 apresentada a seguir, as conseqüências em termos de retorno esperado, conforme as relações de covariância entre os ativos e a sua correlação.

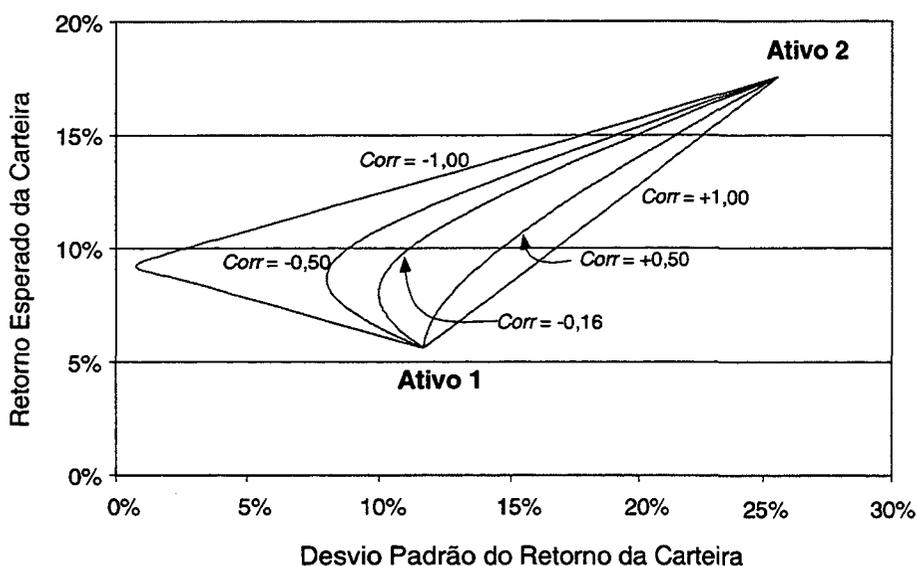


Figura 23 – Coeficiente de Correlação para Carteiras Compostas por Dois Ativos

Fonte: SILVEIRA (2001)

É possível observar na Figura 23 que conforme a diminuição da correlação entre os ativos, ocorre o aumento do benefício da diversificação, ou seja, para um mesmo nível de risco aumenta o retorno, ou para um mesmo nível de retorno diminui o risco. De outra forma, quando mais negativa for a correlação entre os ativos, maior será a fronteira eficiente dos ativos e maior será a região viável.

Observa-se também que, ao se diversificar uma carteira aumentando o número de ativos, até n ativos, ocorre uma significativa redução da variância da carteira, tendendo à Cov, conforme ilustrado na Figura 24.

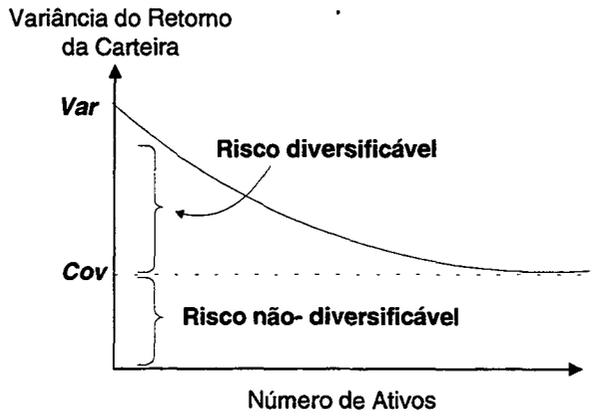


Figura 24 – Efeitos da Variância das Carteiras  
Fonte: SILVEIRA (2001)

Classifica-se o risco como diversificável quando o mesmo corresponde a parcela do risco total que está associado a causas aleatórias as quais podem ser reduzidas ou eliminadas por meio da diversificação da carteira. O risco não diversificável é atribuído a fatores de mercado que afetam todos os ativos, e que não podem ser eliminados por meio da diversificação, como o impacto da inflação, a taxa de câmbio e a regulação dos mercados.

Pode-se sintetizar a otimização de carteiras por meio da Teoria de Portfólios em duas condições básicas. A primeira está associada a definição, por parte do decisor, do risco máximo a que este está disposto a aceitar. Desta forma, o problema de otimização da carteira é a maximização do retorno para um nível de risco aceitável.

Maximização do Retorno:

F.O:  $\text{Máx } E(R)$

Sujeito a:  $\sigma^2 \leq \sigma^2_{\text{Esperado}}$

A segunda modelagem seria balizada pela determinação, do decisor, do nível de retorno desejado assim o problema de otimização da carteira é o de minimizar a variância para um determinado retorno esperado.

Minimização do Risco:

F.O:  $\text{Min } \sigma^2$

Sujeito a:  $E(R) \geq E(R)_{\text{Esperado}}$

#### IV.6 Conclusões

Neste capítulo foi apresentado a Teoria de Markowitz como uma ferramenta para a análise e mitigação dos riscos aplicado à atividade de comercialização de energia, abordando as formas de solução para a avaliação das possíveis estratégias dos agentes envolvidos nesta atividade.

Desta forma, apresentou-se neste capítulo, a Teoria de Portfólios como uma metodologia que propicia a quantificação dos riscos da comercialização, permitindo a consideração dos benefícios da contratação ou da exposição ao curto prazo para os agentes envolvidos.

O capítulo seguinte apresenta o modelo matemático e computacional, que incorpora as ferramentas de mitigação de risco discutidas no presente capítulo.

# CAPÍTULO V – A FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

---

Este capítulo apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para a avaliação da atividade de comercialização de energia por meio da Teoria de Portfólios, possibilitando a análise do comportamento dos contratos de compra e venda de energia entre um agente consumidor e um agente gerador, sob o ponto de vista das políticas de comercialização (quantidades contratadas e preço por unidade contratada) e dos impactos financeiros de cada decisão.

Como com todas as técnicas quantitativas uma determinada formulação de otimização deve ser apenas considerada como uma aproximação à realidade. Para se obterem resultados sensatos, é necessária uma habilidade no desenho do modelo matemático, a compreensão dos elementos essenciais do problema e um julgamento adequado para a interpretação dos resultados.

## V.1 Princípios do Problema da Contratação

Conforme visto anteriormente, no mercado de energia elétrica brasileiro os produtores devem tomar suas decisões quanto à venda da energia, via contratos bilaterais, onde tem liberdade de negociar o preço, com quantidades, e prazos prefixados, ou disponibilizá-la para o mercado de curto prazo onde irá vender a energia com preços que vão depender das condições de suprimento ao mercado.

Para os consumidores, a definição da forma de contratação exigirá uma aguçada capacidade de previsão sobre o comportamento do mercado de energia, assim como de seu próprio mercado, para decidir sobre o montante de energia a ser comprado através de contratos bilaterais, deixando a compra no mercado *Spot* somente da parte não-previsível necessária para o perfeito atendimento da demanda requisitada ou de uma parcela de propensão ao risco do mercado de energia, obtendo-se com isso vantagens competitivas em seu mercado de atuação.

Com o intuito de maximizar os benefícios dessas duas formas de contratação observando-se os interesses de cada agente envolvido, foram avaliados os processos de operação e precificação da energia, as regras do MAE (em especial do MRE), no Capítulo III, viabilidade de aplicação das teorias de portfólios de Markowitz e de função de utilidade no Capítulo IV.

Ressalta-se também que os riscos associados à atividade de comercialização elevam o grau de complexidade da tarefa de decidir. Considerando-se que cada agente, comprador ou vendedor, busca sempre maximizar a sua função utilidade, submetendo-se a um determinado grau de risco (resultado direto da sua expectativa sobre o comportamento do mercado), o problema então se torna decidir sobre o nível de risco, em função da expectativa de renda/despesa, ou decidir a máxima renda/despesa para um determinado nível de risco que o agente aceita correr.

## **V.2 Formulação Inicial do Processo de Contratação**

Partindo-se da premissa que os agentes de compra ou venda de energia buscam formular um portfólio ótimo de contratos, ou exposição ao preço no mercado de curto prazo, considerando-se a necessidade de se distribuir os riscos entre os agentes envolvidos, ou seja, observando-se para os geradores a necessidade de atender aos compromissos operacionais e contratuais independente da energia alocada através do MRE e, para os consumidores a premissa de atender as suas necessidades de suprimento independente do preço a ser praticado no mercado, pode-se dizer que cada agente de produção agirá de acordo com suas disponibilidades e condições de suprir o mercado, e cada agente comprador agirá no sentido de minimizar seus custos de suprimento.

Isto posto deve-se observar a necessidade de estudar dois problemas: o primeiro relacionado aos interesse dos agentes consumidores e o segundo relacionado aos interesses dos agentes geradores.

A Figura 25 a seguir ilustra a reação dos agentes envolvidos na atividade de comercialização. É possível observar os interesses e objetivos distintos dos mesmos frente às expectativas de comportamento do preço da energia no mercado de curto prazo. Esta condição existe não somente pela necessidade de aumentar a receita ou de minimizar os custos de aquisição da energia, mas também representa para os agentes a possibilidade de obter vantagens competitivas em seus mercados de atuação. Portanto, pode-se afirmar que

o preço da energia no mercado *Spot* representará um sinalizador das oportunidades de negócio para todos os agentes deste mercado.

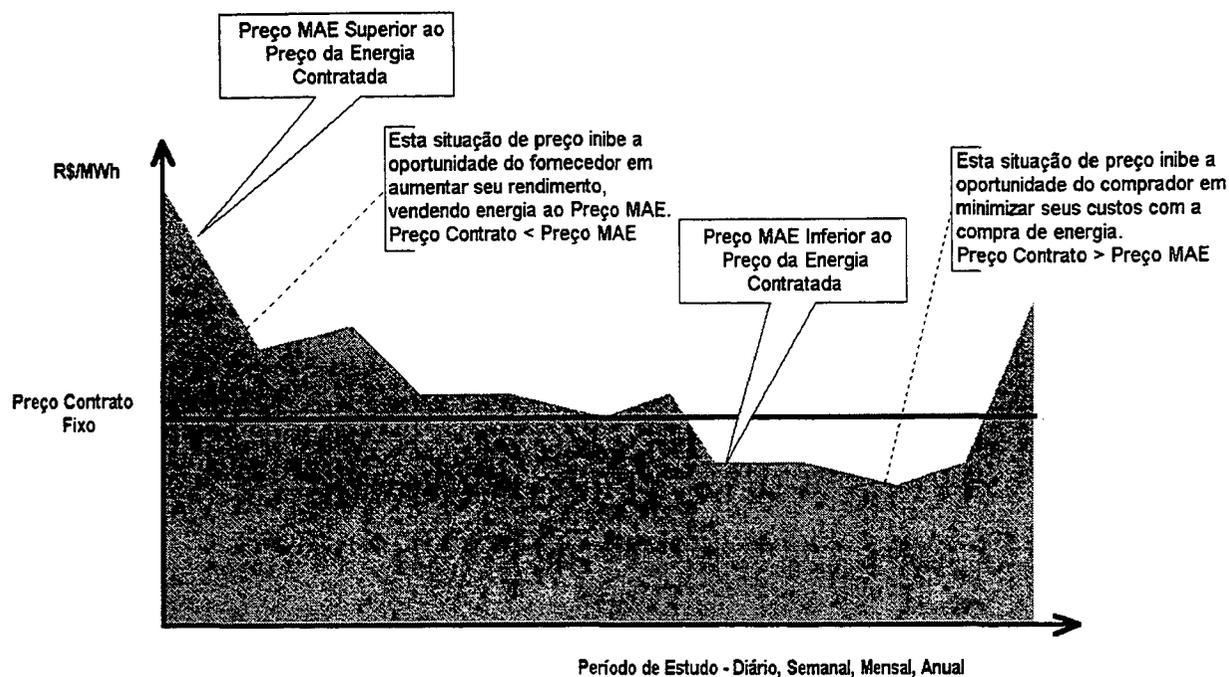


Figura 25 – Sensibilidade ao Preço

### V.3 Otimização dos Portfólios de Contratos de Energia

O consumidor deseja adquirir energia. Porém, deseja também minimizar seus custos com este insumo. Portanto, o ponto de partida para a melhor efetivação da contratação de energia é um bom dimensionamento da demanda. Quando mais próximo do comportamento real de consumo estiver a previsão de demanda deste consumidor menores serão as exposições ao mercado de curto prazo. A princípio, a forma de contratação de energia pode ser determinada de duas formas:

1. com base na previsão de consumo e realizada a um preço acordado entre as partes;
2. e pela percepção do risco da exposição ao comportamento do preço no mercado de curto prazo utilizada para cobrir o ajuste acima apresentado.

Neste contexto, um bom portfólio de contratos, para um agente de consumo significa, portanto, atingir a melhor decisão de compra de energia, sendo esta constituída de contratos bilaterais ou de uma parcela de exposição ao mercado de curto prazo.

Assim, a função utilidade do Consumidor, pode ser sintetizada como:

$$U_c(E(W), \sigma_c^2) = aE(W) + b\sigma_c^2 + bE(W)^2 \quad (30)$$

Sendo:

$$E(W) = \sum_{i=1}^T (x_1 D_{CBi} + x_2 D_{MAEi}) \quad (31)$$

Portanto, a utilidade do consumidor é igual a:

$$U_c(E(W), \sigma_c^2) = a \left( \sum_{i=1}^T (x_1 D_{CBi} + x_2 D_{MAEi}) \right) + b \sigma_c^2 + \left( \sum_{i=1}^T (x_1 D_{CBi} + x_2 D_{MAEi}) \right)^2 \quad (32)$$

Onde:

- ✓  $T$  – equivale ao horizonte de planejamento;
- ✓  $i$  – corresponde a cada período, mês, do horizonte de planejamento;
- ✓  $x_1$  – corresponde a parcela a ser contratada com um gerador ou com um comercializador em um contrato Forward;
- ✓  $D_{CBi}$  – corresponde à despesa caso a energia consumida fosse contratada em um contrato Forward;
- ✓  $x_2$  – corresponde a parcela a não ser contratada via contrato Forward, e que visa obter ganhos nas situações onde o preço no mercado de curto prazo seja mais atrativo do que o preço acordado no contrato Forward.
- ✓  $D_{MAEi}$  – corresponde à despesa do consumidor caso toda a energia consumida não fosse contratada, ou seja, caso o agente de consumo aceite correr o risco do mercado Spot.
- ✓  $\sigma_c^2$  – corresponde à medida do risco, neste caso a variância da riqueza esperada;
- ✓  $a$  e  $b$  – coeficientes de ponderação da função utilidade.
- ✓  $E(W)$  – riqueza esperada.

O problema de otimização dos geradores consiste em maximizar a receita decorrente de sua atuação no mercado, a qual corresponde à diferença entre as vendas da energia e os custos fixos (investimentos e depreciação) e variáveis de operação (combustível, manutenção e administração). Neste contexto, um bom portfólio de contratos, para um agente de geração significa atingir a melhor decisão de formação de receita.

Esta condição leva em consideração a possibilidade do gerador vender sua energia somente no mercado de curto prazo onde, pelas condições hidrológicas desfavoráveis um

gerador se beneficia dos preços elevados praticados pelo mercado, assim como, corre o risco de nos momentos de condições hidrológicas favoráveis deixar de obter uma receita satisfatória.

Portanto, frente ao comportamento hidrológico um gerador “pode” receber muito no mercado assim como “pode” comprometer seu fluxo de caixa devido a um cenário hidrológico favorável, conforme apresentado na Figura 25.

Desta forma, a função utilidade do Gerador pode ser sintetizada conforme abaixo:

$$U_g(E(W), \sigma_g^2) = aE(W) - b\sigma_g^2 + bE(W^2) \quad (33)$$

sendo:

$$E(W) = \sum_{i=1}^T [(x_1 R_{CBi} + x_2 R_{MAEi}) + (CV_{MREi} + CV_{MAEi})] \quad (34)$$

e, portanto, a utilidade do gerador é igual a:

$$U_g(E(W), \sigma_g^2) = a \left\{ \sum_{i=1}^T [(x_1 R_{CBi} + x_2 R_{MAEi}) + (CV_{MREi} + CV_{MAEi})] \right\} - b\sigma_g^2 + b \left\{ \sum_{i=1}^T [(x_1 R_{CBi} + x_2 R_{MAEi}) + (CV_{MREi} + CV_{MAEi})] \right\}^2 \quad (35)$$

Onde:

- ✓  $T$  – equivale ao horizonte de planejamento;
- ✓  $i$  – corresponde a cada período, mês, do horizonte de planejamento;
- ✓  $x_1$  – corresponde a parcela a ser contratada com um consumidor ou com um comercializador, em um contrato Forward;
- ✓  $R_{CBi}$  – corresponde à receita caso toda a disponibilidade de energia fosse contratada em um contrato Forward, para cada período  $i$ ;
- ✓  $x_2$  – corresponde a parcela a não ser contratada via contrato Forward, e que visa obter ganhos nas situações onde o preço no mercado de curto prazo seja mais atrativo do que o preço acordado no contrato Forward;
- ✓  $R_{MAEi}$  – corresponde à receita do gerador caso toda a energia consumida não fosse contratada, ou seja, caso o agente de consumo aceite correr o risco do mercado Spot para cada período  $i$ , mês, do horizonte de planejamento;

- ✓  $CV_{MREi}$  – corresponde ao resultado das compras ou vendas de energia dentro do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, contabilizadas à tarifa de otimização segundo o item III.5;
- ✓  $CV_{MAEi}$  – corresponde à venda no mercado atacadista da parcela da energia secundária do sistema alocada para a usina pertencente ao MRE ou, a necessidade de compras de energia no mercado de curto prazo, caso a energia produzida total do MRE seja inferior ao nível de energia assegurada do MRE;
- ✓  $\sigma_g^2$  – corresponde à medida do risco, neste caso a variância da riqueza esperada;
- ✓  $a$  e  $b$  – e coeficientes de ponderação da função utilidade;
- ✓  $E(W)$  – riqueza esperada.

A formulação do portfólio ótimo de contratos e/ou exposição ao preço *Spot* para os consumidores e para os fornecedores, considerando-se que ambos tenham interesse em mitigar os riscos e, observando-se para os geradores a necessidade de atender aos compromissos operacionais e contratuais, e para os consumidores a premissa de atender as suas necessidades de suprimento, pode ser realizada através de dois problemas distintos:

O primeiro que determina a formatação da carteira de contratos do consumidor, que pode ser determinado por:

$$\begin{aligned} \text{Min } Z_c &= U_c(E(W), \sigma_c^2), \text{ ou} \\ \text{Min } Z_c &= a \left( \sum_{i=1}^T (x_1 D_{CBi} + x_2 D_{MAEi}) \right) + b \sigma_c^2 + b \left( \sum_{i=1}^T (x_1 D_{CBi} + x_2 D_{MAEi}) \right)^2 \end{aligned} \quad (36)$$

Sujeito a:

$$\sum_{n=1}^N x_n E(r_n) = E^* \quad (37)$$

$$\sum_{n=1}^N x_n = 1 \quad (38)$$

$$x_n \geq 0 \quad (39)$$

e o segundo que determina a formatação da carteira de contratos do gerador:

$Max Z_g = U_g(E(W), \sigma_g^2)$ , ou:

$$Max Z_g = a \left\{ \sum_{i=1}^T [(x_1 R_{CBi} + x_2 R_{MAEi}) + (CV_{MREi} + CV_{MAEi})] \right\} - b \sigma_g^2 + \quad (40)$$

$$+ b \left\{ \sum_{i=1}^T [(x_1 R_{CBi} + x_2 R_{MAEi}) + (CV_{MREi} + CV_{MAEi})] \right\}^2$$

Sujeito a:

$$\sum_{n=1}^N x_n E(r_n) = E^* \quad (41)$$

$$\sum_{n=1}^N x_n = 1 \quad (42)$$

$$x_n \geq 0 \quad (43)$$

Onde:

- ✓  $n$  – quantidade de ativos;
- ✓  $N$  – número total de ativos, caso da contratação de energia igual a dois (2), contratos bilateral e Spot.

Para a avaliação dos portfólios de contratos no ambiente competitivo no SEB objetivou-se então a maximização da riqueza esperada da carteira de contratos atrelada à minimização da variância da mesma, observando-se a aplicação da Função Utilidade quadrática e da Teoria de Portfólios, que se caracteriza por ser um problema de programação quadrática.

Neste contexto, SHARPE (1970) adota como método para a solução para o problema da definição dos portfólios o Método de Lagrange.

O desenvolvimento do algoritmo do Método de Lagrange, aplicado a um modelo simplificado da Teoria de portfólios, pode ser dado por:

Minimize a Função Objetivo:

$$Z = -\lambda E_{cart} + \sigma^2 \quad (44)$$

onde:  $\lambda$  representa a relação vis-à-vis entre o retorno esperado e a variância do retorno (função utilidade) e,

$$E(r)_{cart} = \sum_{i=1}^n x_i E(r_i) \quad (45)$$

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij} \quad (46)$$

$$\text{Sujeito a: } \sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (47)$$

Para a resolução deste problema relaxa-se a restrição na Função Objetivo, dessa forma:

$$Z' = Z + \lambda_{ml} (1 - \sum_{i=1}^n x_i) \quad (48)$$

onde  $\lambda_{ml}$  é o Multiplicador de Lagrange associado, para o problema dos portfólios de contratos de energia, à restrição de que toda energia é contratada, seja ela através do mercado *Spot* ou através de contratos bilaterais.

O problema é então transformado para a obtenção de  $x_1, x_2, \dots, x_n$  e  $\lambda_{ml}$  que minimizem  $Z'$ . Para tanto, cada derivada parcial de  $Z'$  deve ser igual a zero, satisfazendo a condição de primeira ordem de Karush Kuhn Tucker (KKT, conforme FRITZSCHE (1978) e ZANGWILL(1969)). Para tanto, deve-se satisfazer as seguintes condições:

$$\frac{\partial Z'}{\partial x_1} = 0, \frac{\partial Z'}{\partial x_2} = 0, \dots, \frac{\partial Z'}{\partial x_n} = 0 \text{ e } \frac{\partial Z'}{\partial \lambda_{ml}} = 0, \quad (49)$$

onde a última equação equivale a:

$$\frac{\partial Z'}{\partial \lambda_{ml}} = 1 - \sum_{i=1}^n x_i = 0, \quad (50)$$

o que corresponde à restrição original do problema.

O desenvolvimento da derivada parcial, Equação (49), com relação a  $x_i$  é:

$$\frac{\partial Z'}{\partial x_i} = \frac{\partial(-\lambda E_{cart})}{\partial x_i} + \frac{\partial \sigma^2}{\partial x_i} + \frac{\partial [\lambda (1 - \sum_{i=1}^n x_i)]}{\partial x_i}, \text{ onde:} \quad (51)$$

$$\frac{\partial (-\lambda E_{cart})}{\partial x_i} = -\lambda E_i, \quad (52)$$

$$\frac{\partial \sigma^2}{\partial x_i} = 2\sigma_{i1}x_1 + 2\sigma_{i2}x_2 + \dots + 2\sigma_{in}x_n, \quad (53)$$

$$\frac{\partial [\lambda (1 - \sum_{i=1}^n x_i)]}{\partial x_i} = -\lambda_{ml} \quad (54)$$

portanto:

$$\frac{\partial Z'}{\partial x_i} = -\lambda E_i + 2\sigma_{i1}x_1 + 2\sigma_{i2}x_2 + \dots + 2\sigma_{in}x_n - \lambda_{ml} \quad (55)$$

igualando-se a zero tem-se:

$$-\lambda E_i + 2\sigma_{i1}x_1 + 2\sigma_{i2}x_2 + \dots + 2\sigma_{in}x_n - \lambda_{ml} = 0 \quad (56)$$

$$\text{ou,} \quad \lambda E_i = 2\sigma_{i1}x_1 + 2\sigma_{i2}x_2 + \dots + 2\sigma_{in}x_n - \lambda_{ml} \quad (57)$$

Escrevendo-se a equação (57) acima na forma matricial, tem-se:

$x_1$	$x_2$		$x_n$	$\lambda_{ml}$	= constante	$\lambda$
$2\sigma_{1,1}$	$2\sigma_{1,2}$	...	$2\sigma_{1,n}$	-1		$E_1$
$2\sigma_{2,1}$	$2\sigma_{2,2}$	...	$2\sigma_{2,n}$	-1		$E_2$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$
$2\sigma_{3,1}$	$2\sigma_{3,2}$	...	$2\sigma_{3,n}$	-1		$E_3$
1	1	...	1	0	1	0

Uma vez formatado matricialmente, o problema pode ser solucionado de forma paramétrica, onde o resultado provém de uma série de equações como:

$$\begin{aligned} x_1 &= k_1 + k_1 \lambda \\ x_2 &= k_2 + k_2 \lambda \end{aligned} \tag{58}$$

$$\begin{aligned} &\vdots \\ x_n &= k_n + k_n \lambda \\ \lambda_{ml} &= \lambda_{ml}^* + (\lambda_{ml}^{**})^* \lambda \end{aligned} \tag{59}$$

onde  $k_1, \dots, k_n$ ;  $\lambda_{ml}^*$  e  $\lambda_{ml}^{**}$  são constantes e  $\lambda$  é o parâmetro, onde para cada valor de  $\lambda$ , os correspondentes valores de  $x$  e  $\lambda_{ml}$  são obtidos. E, a partir da definição dos valores críticos de  $\lambda$ , é possível obter a fronteira eficiente.

Já o método de busca adotado pelo *Financial Toolbox* do *Matlab* é o método de Quase-Newton, o qual se caracteriza por ser um método intermediário entre a simplicidade do método do gradiente e a rapidez do método de Newton.

Ao invés de calcular o inverso da matriz Hessiana, como o adotado pelo método de Newton, o método de Quase-Newton aproxima esta inversa em um processo iterativo finito, utilizando para tanto apenas derivadas de primeira ordem. Pode-se dizer que este método resulta do compromisso entre a rapidez de convergência do método de Newton com a dificuldade da avaliação da inversa da matriz Hessiana a cada passo.

Pelo método do gradiente tem-se:

$$x^{k+1} = x^k + \tau L_x(x^k, \lambda_{ml}^k) \tag{60}$$

e, pelo método de Newton:

$$x^{k+1} = x^k + \tau H^{-1}(x^k, \lambda_{ml}^k) L_x(x^k, \lambda_{ml}^k) \tag{61}$$

e no método de Quase-Newton adota-se:

$$x^{k+1} = x^k + \tau D(x^k, \lambda_{ml}^k) L_x(x^k, \lambda_{ml}^k) \tag{62}$$

onde  $e$  o problema consiste em computar a matriz  $D(x^k)$  que é uma aproximação de  $H^{-1}(x^k)$  onde  $L_x$  é o gradiente do Lagrangeano em relação a  $x$ , conforme a equação (63) abaixo.

$$L_x(x, \lambda_{ml}) = \nabla_x f(x) + \sum_{i=1}^n \lambda_{ml i} \nabla_x g_i(x) \tag{63}$$

A matriz  $D$ , inversa da Hessiana ou sua aproximação, é computada a cada passo utilizando informações das pesquisas anteriores, e é neste passo utilizada para gerar a próxima direção de busca.

$\tau$  corresponde a um parâmetro de passo que é introduzido de forma a maximizar  $x^{k+1}$ . Na região próxima a solução estima-se que  $\tau_k$  seja aproximadamente igual a 1.

Para a convergência do método pode-se definir uma função de convergência do tipo  $\|x - x^o\| \leq \varepsilon$ , onde  $\varepsilon$  é um critério de tolerância para a convergência do problema.

#### V.4 Conclusões

Neste capítulo apresentou-se a formulação dos problemas do ponto de vista do gerador e do consumidor, agentes envolvidos no processo de tomada de decisão no ambiente comercial do SEB, levando-se em consideração a teoria de Portfólios e teoria de utilidade apresentadas anteriormente.

Para a metodologia proposta neste trabalho levou-se em consideração a obtenção do valor esperado da utilidade, o valor esperado da receita para o gerador e o valor esperado da despesa para o consumidor, minimizando-se o risco, na forma da variância do portfólio. Além disto, apresentou-se a Teoria de Lagrange aplicada à Teoria de Portfólios, como uma proposta de solução do problema de comercialização de energia.

No próximo capítulo apresenta-se os resultados obtidos com algumas simulações, realizadas adotando-se a metodologia de avaliação proposta, aplicada a um problema comercialização de energia.

## CAPÍTULO VI – RESULTADOS OBTIDOS

---

Neste capítulo, a metodologia proposta para análise do comportamento dos agentes de geração e consumo, considerando a função de utilidade quadrática, cuja fundamentação foi apresentada nos capítulos anteriores, é avaliada utilizando-se o *Financial Toolbox* do software *Matlab*.

### VI.1 Pressupostos Básicos para a Simulação

As avaliações sobre o comportamento dos agentes de geração e consumo perante as incertezas do SEB, conforme os itens III.7 e III.8, foram realizadas da seguinte forma:

- a) considerou-se que a carteira de contratos dos agentes de geração e consumo é constituída de dois ativos, quais sejam: contratação bilateral, com um preço pré-determinado e contratação de curto prazo com preço do mercado *Spot*;
- b) a energia contratada em contratos bilaterais teve como preço o custo marginal de expansão de aproximadamente 33 US\$/MWh, conforme CTDO (2001);
- c) o montante de energia a ser negociado é de 1000 MW médios por mês, seguindo a sazonalização da carga adotada pelo Plano mensal de Operação do ONS em janeiro de 2001, sendo um gerador com 1000 MW de Energia Assegurada e um consumidor de 1000 MW médios de carga;
- d) o perfil do decisor, seja ele agente de geração ou de consumo, foi representado pelo seu grau de aversão ao risco, conforme apresentado na Tabela 2. Isto posto, adotou-se para a representação dos agentes perante o risco os seguintes fatores:
  - ✓ agentes avessos ao risco:  $a = 1$  e  $b = 0$ ;
  - ✓ agentes indiferentes ao risco:  $a = 1$  e  $b = -0,050$ ;
  - ✓ agentes propensos ao risco:  $a = 1$  e  $b = -0,1125$ .
- e) as variáveis de decisão foram basicamente o retorno esperado do investimento, sendo para o consumidor traduzido pela economia esperada e para o gerador

pelo resultado da receita esperada da comercialização, e o risco esperado representado pelo desvio padrão relativo do retorno esperado;

- f) o retorno esperado foi avaliado considerando-se a possibilidade do mesmo estar na faixa entre 10% e 20%, ou seja, os portfólios foram considerados eficientes desde que se apresentassem entre estes limites;
- g) não foram consideradas as possíveis restrições de contratação, resultante de um nível mínimo regulado.

Com base nas premissas apresentadas realizou-se, através do processo de otimização das carteiras de contratos e minimização dos riscos da teoria de portfólios, a simulação do comportamento dos agentes frente às diferentes decisões de contratação considerando-se diferentes percepções em relação ao risco.

A seguir apresentam-se os resultados obtidos destas simulações considerando-se as seguintes condições:

- ✓ ambos agentes indiferentes ao risco;
- ✓ ambos agentes propensos ao risco;
- ✓ ambos agentes avessos ao risco;
- ✓ consumidor avesso ao risco e gerador propenso;
- ✓ consumidor propenso ao risco e gerador avesso.

## **VI.2 Agentes Indiferentes ao Risco**

A avaliação do comportamento dos agentes de consumo e geração indiferentes ao risco é apresentada a seguir, através das relações entre retorno, nível de contratação e risco dos agentes.

Para tanto, adotou-se na função utilidade, de acordo com a Tabela 2, os coeficientes de ponderação do risco para a indiferença como:  $a = 1$  e  $b = -0,05$ .

Desta forma, obteve-se a fronteira eficiente dos agentes de consumo e geração indiferentes ao risco, ilustradas pela Figura 26 para o consumidor e pela Figura 28 para o gerador.

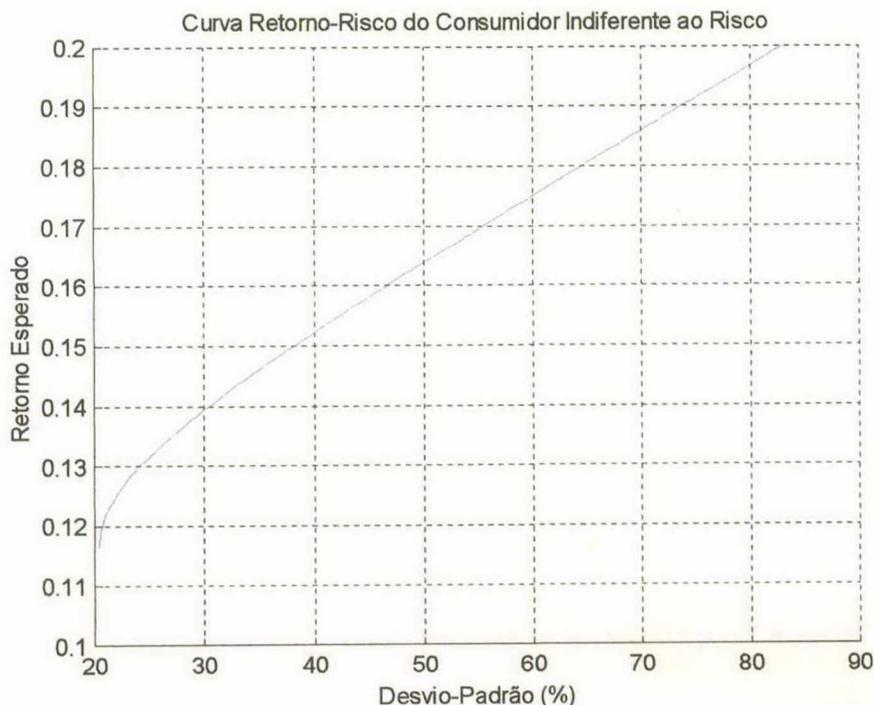


Figura 26 – Fronteira Eficiente do Consumidor Indiferente ao Risco

Percebe-se que a Fronteira Eficiente do consumidor indiferente ao risco inicia-se com um retorno esperado de 12% associado a um risco, desvio padrão relativo de 20% e atinge um retorno máximo de 20% com um risco de 83%. Isto significa que do ponto de vista do agente de consumo indiferente ao risco, quanto maior o retorno esperado maior é também o risco, ou seja, quanto maior o retorno esperado diminui-se a oportunidade de usufruir dos benefícios dos cenários de preços baixos, inferiores ao adotado na contratação bilateral, no mercado de curto prazo, aumentando-se o risco da perda deste benefício.

De outra forma, observando-se a Figura 26 e a Figura 27, quanto menor a contratação *Forward* bilateral do agente de consumo indiferente ao risco diminui-se o retorno esperado, uma vez que as exposições a cenários de preço elevado no mercado de curto prazo penalizam a utilidade esperada de forma severa, devido à utilização da função utilidade quadrática.

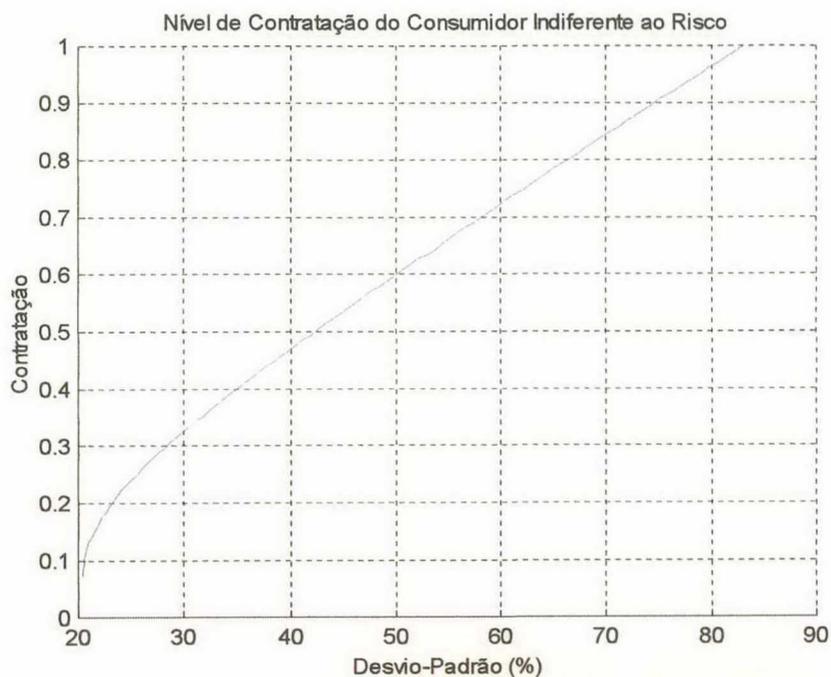


Figura 27 – Nível de Contratação do Consumidor Indiferente ao Risco

A Figura 28 ilustra a fronteira eficiente do agente de geração indiferente ao risco.

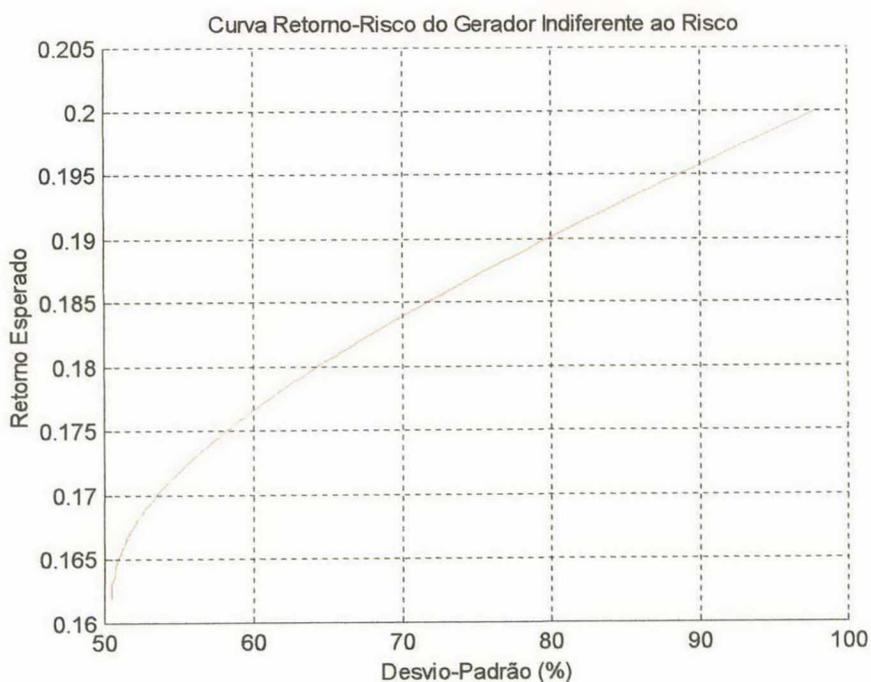


Figura 28 – Fronteira Eficiente do Gerador Indiferente ao Risco

Nota-se pela Figura 28 que devido a maior exposição aos riscos do mercado de energia a que os agentes de geração estão expostos, como o risco da alocação de energia do

MRE e do comportamento dos preços no mercado de curto prazo, os mesmos apresentam índices de risco mais elevados, neste caso entre 50% e 97%.

Do ponto de vista do nível de contratação *Forward* do agente de geração a Figura 29 ilustra que o gerador indiferente ao risco busca uma contratação bilateral mínima de 58%, o que corresponde a uma proteção mínima frente aos riscos financeiros a que o mesmo está exposto. Para um nível de contratação de 100% observa-se um risco elevado, desvio padrão relativo de 98%, o que corresponde a sinalização da perda da oportunidade do agente em usufruir de preços elevados no mercado de curto prazo, assim como, a consideração dos riscos da alocação de energia pelo MRE ser inferior à energia assegurada contratada.

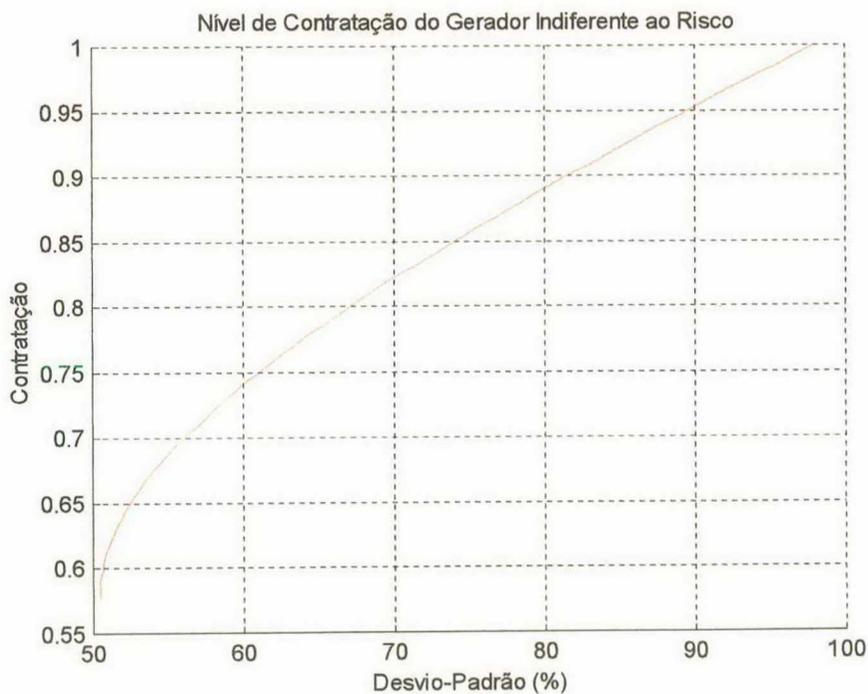


Figura 29 – Nível de Contratação do Gerador Indiferente ao Risco

A Figura 30 e a Figura 31 ilustram, em termos da fronteira eficiente e do nível de contratação, os possíveis portfólios que satisfazem aos critérios de cada agente envolvido.

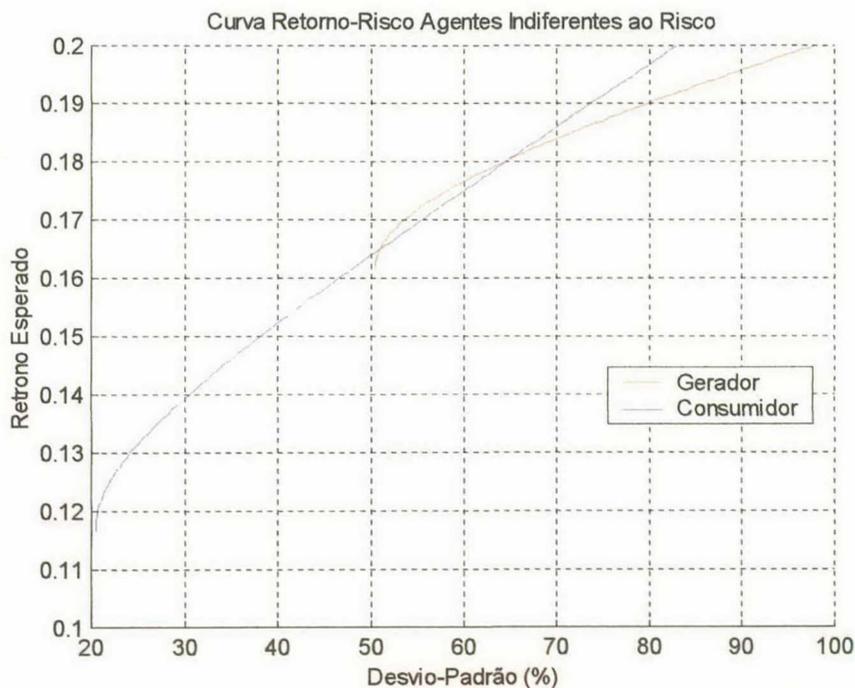


Figura 30 – Fronteira Eficiente – Agentes Indiferentes ao Risco

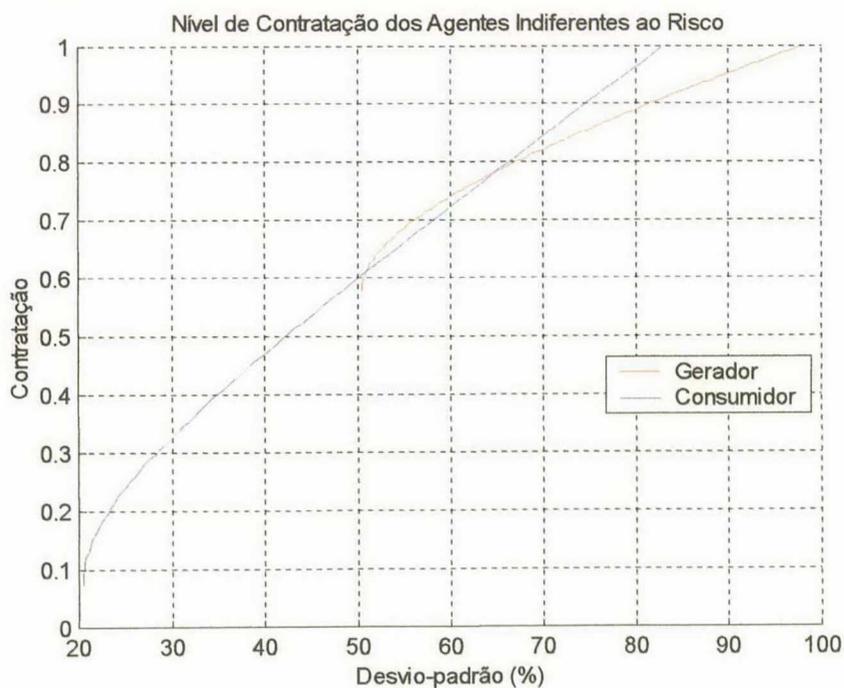


Figura 31 – Nível de Contratação – Agentes Indiferentes ao Risco

Pode-se observar, de posse das relações entre risco, retorno e nível de contratação *Forward* entre os agentes de geração e consumo indiferentes ao risco, na Figura 30 e na Figura 31, que o processo de contratação de energia convergirá sempre para um ponto de interesse, ou de percepção, comum a ambos os agentes. Ou seja, para a formatação de um portfólio de contratos entre agentes indiferentes ao risco o mesmo deverá transmitir aos

decisores a melhor relação dos benefícios resultantes da diversificação dos portfólio de cada agente.

Na Figura 30 e na Figura 31 observa-se a ocorrência de dois pontos de interseção entre retorno esperado, ou nível de contratação, e o risco esperado dos agentes. Estes pontos representam que, para o cenário avaliado, os agentes envolvidos aceitam realizar a contratação da energia da seguinte forma:

1. no primeiro ponto a contratação é de 60% no contrato *Forward* com a tarifa de contrato bilateral e para o restante, 40%, com a adoção do preço no mercado de curto prazo resultando em um retorno esperado de 16,2% e um risco de 50%.
2. no segundo ponto a convergência do processo de contratação se encontra em 78% de contrato *Forward* sendo que para o restante, 22%, os agentes aceitam a exposição ao preço no mercado de curto prazo porém, com um incremento no nível de risco que é da ordem de 65% frente a um retorno esperado de 18,0%.

Na prática as duas soluções acima apresentadas ilustram o processo de negociação entre os agentes, onde pode-se inferir que a decisão irá depender da valorização da variável risco, a qual é diretamente dependente do perfil de cada decisor

É importante ressaltar que este estudo teve como referência um cenário de custos marginais de operação que, em termos médios se encontra em torno de 25 US\$/MWh, conforme a Figura 11, caracterizando-se como um cenário que beneficia a decisão do consumidor em não contratar e penaliza a decisão do gerador que não se protege com a devida contratação *Forward*, uma vez que o contrato bilateral é realizado, nesta análise, a 33US\$/MWh.

### VI.3 Agentes Propensos ao Risco

Adotou-se para a avaliação da resposta dos agente propensos ao risco coeficientes de ponderação do risco na função utilidade iguais a:  $a=1$  e  $b=-0.1125$ , conforme a Tabela 2.

A propensão ao risco é caracterizada pela ponderação de forma mais intensa da riqueza esperada, sendo que o agente aceita a troca de uma unidade de risco desde que ocorra um incremento na riqueza, indicando a necessidade do decisor em alocar seus recursos em ativos de maior risco. No caso dos agentes de consumo do SEB o risco da diminuição da utilidade esperada está atrelado à perda da oportunidade de usufruir do

benefício resultante de um cenário de preço *Spot* baixo, conforme apresentado na Figura 25, o que resulta no incremento das despesas deste agente com a compra de energia.

Para o agente de geração a propensão ao risco significa a expectativa de usufruir, de acordo com a Figura 25, dos cenários de preços *Spot* elevados, onde o mesmo pode exercer elevados ganhos, aumentando porém, o risco de uma perda de receita em função da ocorrência de cenários de preço *Spot* baixos o que resultaria em uma receita esperada inferior a receita de uma contratação bilateral, em contrapartida aos cenários de preços elevados.

A fronteira eficiente dos agentes de geração e consumo propensos ao risco é apresentada na Figura 32 e na Figura 34 e as respectivas curvas que ilustram os níveis de contratação são apresentados na Figura 33 e na Figura 35.

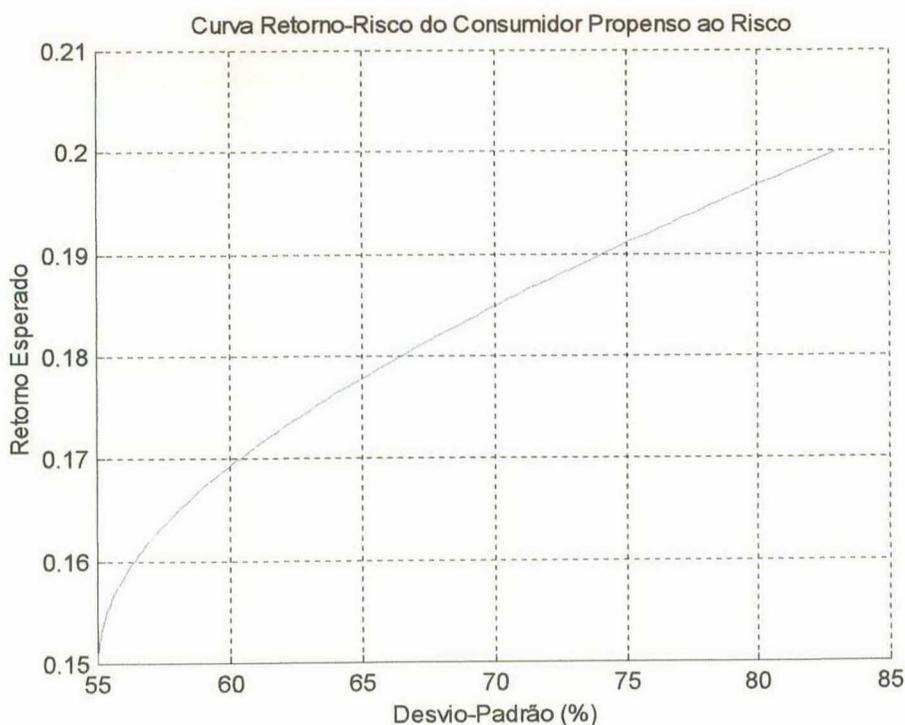


Figura 32 – Fronteira Eficiente do Consumidor Propenso ao Risco

Observa-se na Figura 32 que a fronteira eficiente do agente de consumo propenso ao risco inicia-se em 15% de retorno com um nível de risco de 55% o que ilustra o processo de incremento retorno esperado em detrimento do aumento do nível de risco. Este incremento da receita é resultante da decisão de contratação em níveis mais elevados,

em comparação com o agente indiferente ao risco, conforme a Figura 33, iniciando-se em 45% com um risco de 55%.

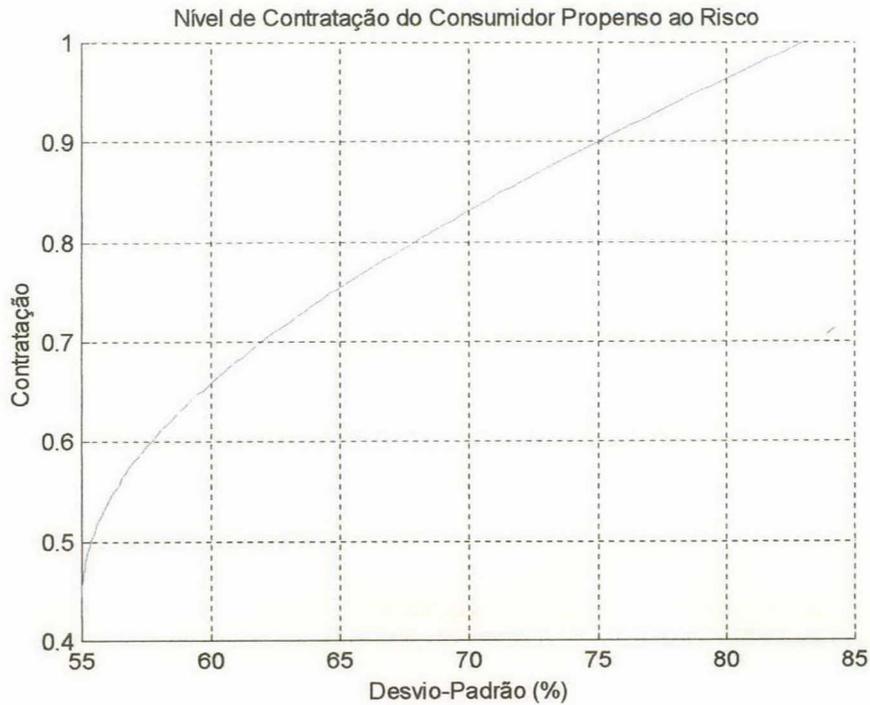


Figura 33 – Nível de Contratação do Consumidor Propenso ao Risco

E para o agente de geração tem-se:

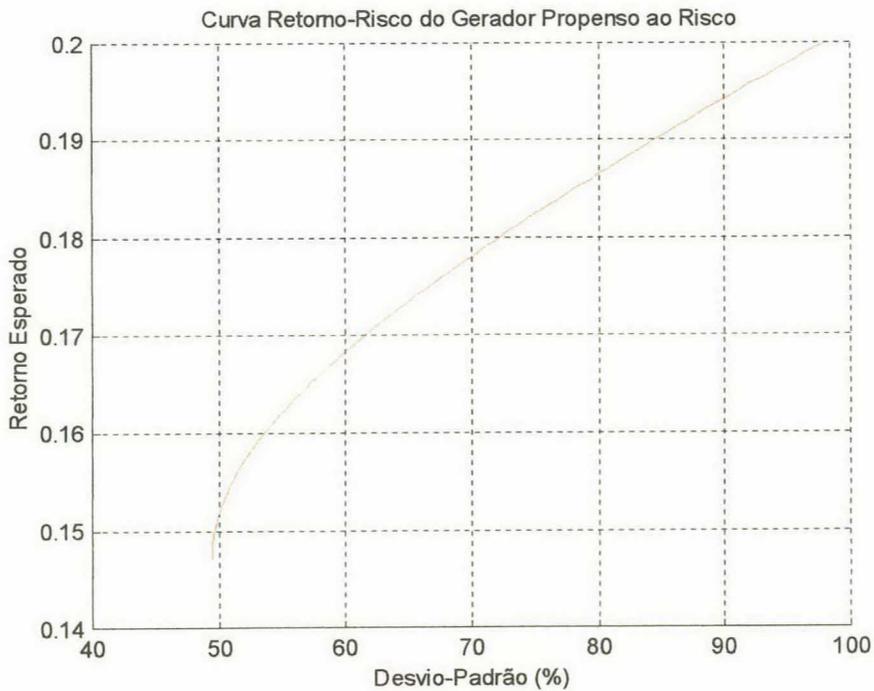


Figura 34 – Fronteira Eficiente do Gerador Propenso ao Risco

A Figura 34 ilustra a fronteira eficiente do agente de geração propenso ao risco a qual inicia-se com um portfólio que propicia um retorno esperado de 14,8% com um nível de risco de 49% e que corresponde, de acordo com a Figura 35, a um nível de contratação *Forward* de 42%, apresentando a disposição do gerador propenso ao risco em efetuar a aquisição de ativos com maior risco.

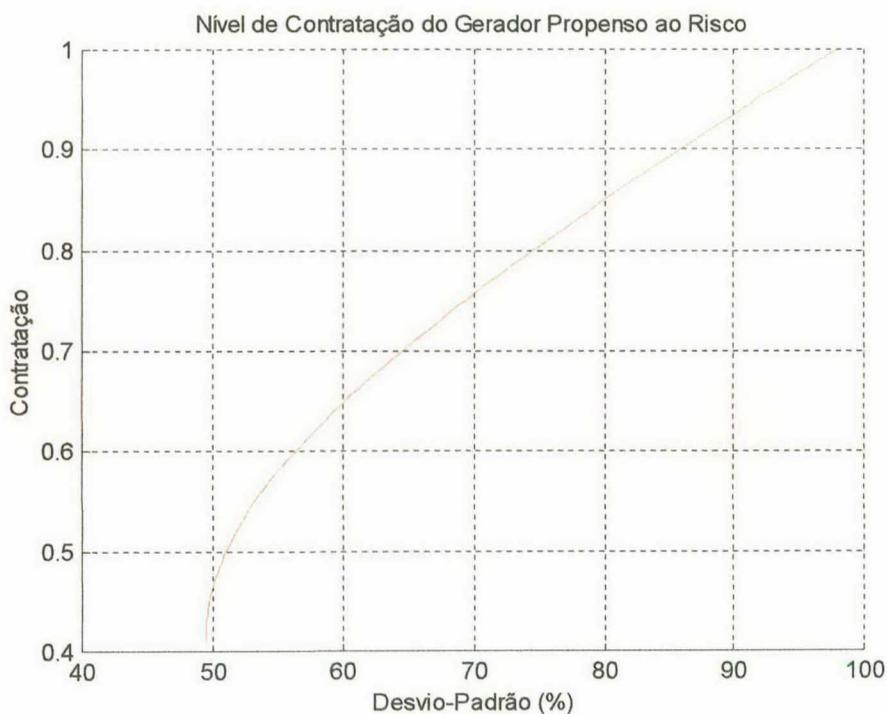


Figura 35 – Nível de Contratação do Gerador Propenso ao Risco

A Figura 36 e a Figura 37 a seguir ilustram a sensibilidade de contratação entre agentes propensos ao risco.

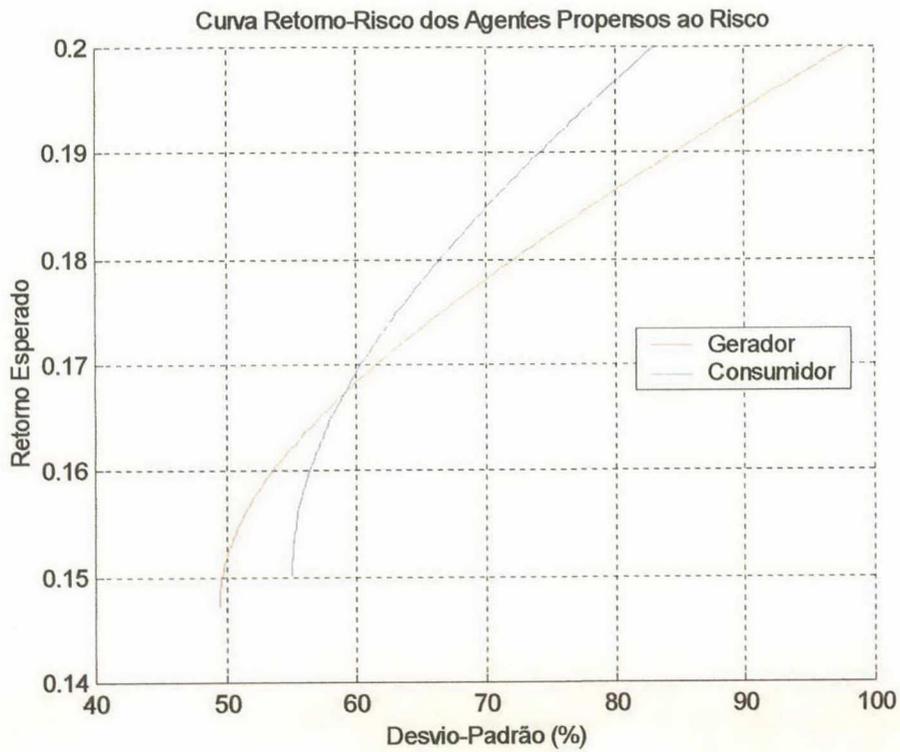


Figura 36 – Fronteira Eficiente – Agentes Propensos ao Risco

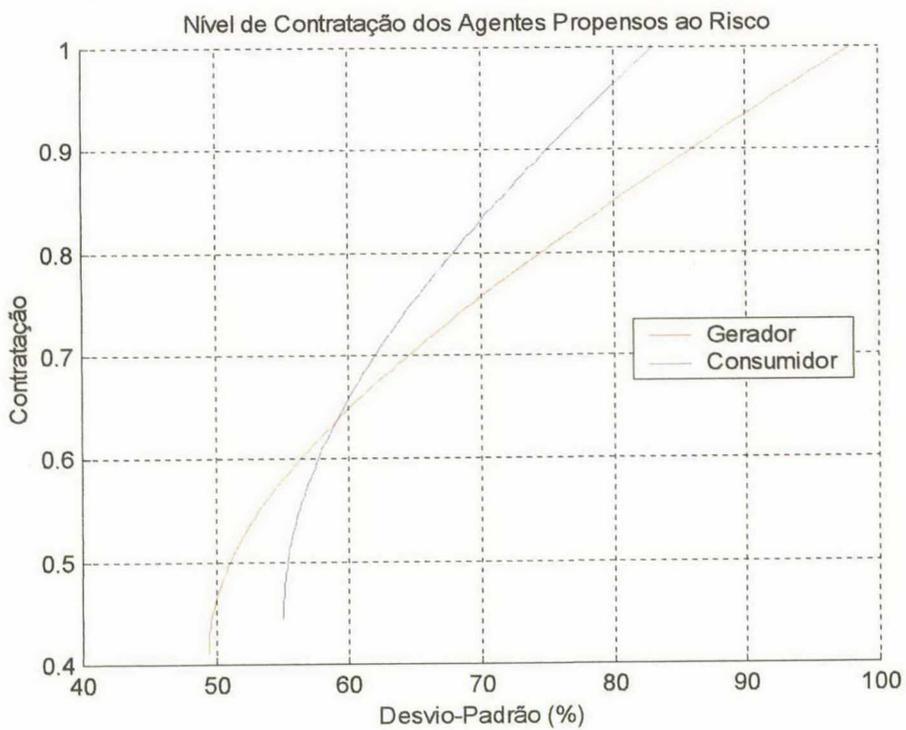


Figura 37 – Nível de Contratação dos Agentes Propensos ao Risco

Pode-se inferir que, frente a percepção dos riscos e do retorno esperado, a contratação entre os agente propensos ao risco se realizaria com uma contratação *Forward* com 64% e de 36% no mercado *Spot*, resultando em um retorno esperado de 16,8%.

Para efeito de análise de sensibilidade simulou-se o acréscimo de 20% no fator b da função utilidade dos agentes de geração e consumo propensos ao risco, desta forma adotou-se:  $a = 1$  e  $b = -0,135$ . Neste contexto obteve-se as relações entre retorno esperado e nível de contratação em função do risco conforme a Figura 38 e a Figura 39 respectivamente, onde é possível observar o comportamento dos agentes de geração e consumo com um maior grau de propensão ao risco.

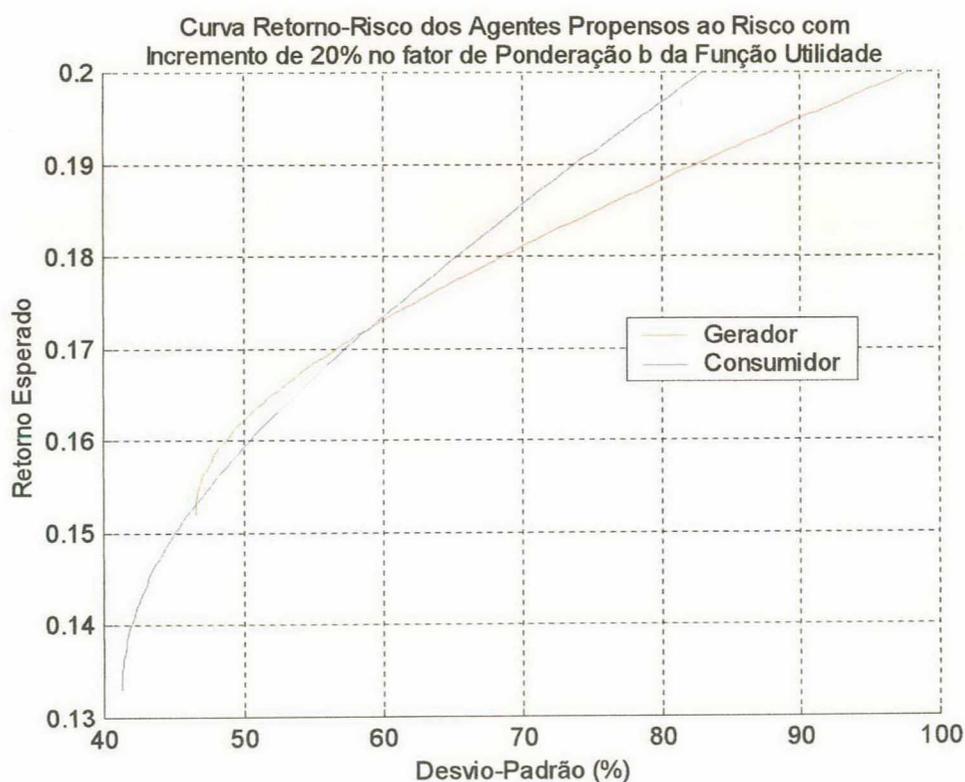


Figura 38 - Sensibilidade do Retorno Esperado dos Agentes Propensos ao Risco

Observa-se na Figura 38 acima que o efeito do aumento do grau de propensão ao risco fez com que os agentes aceitassem a obtenção de um maior retorno esperado, 17,3% em detrimento do incremento do risco, 60%, o que representou também um incremento no nível de contratação *Forward*, conforme a Figura 39, para 69%.

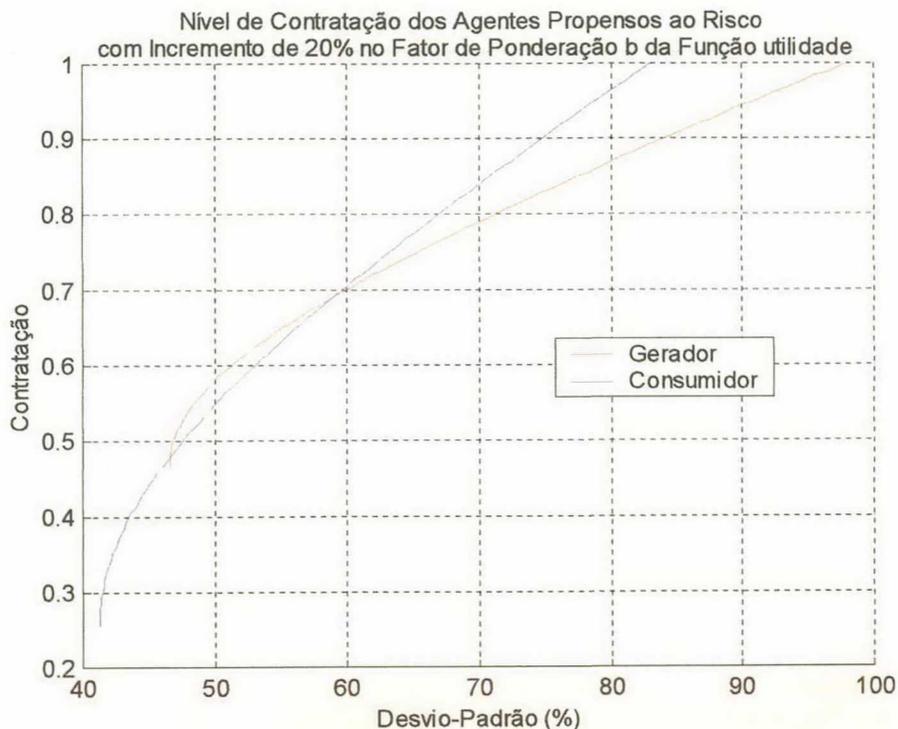


Figura 39 – Sensibilidade do Nível de Contratação dos Agentes Propensos ao Risco

#### VI.4 Agentes Aversos ao Risco

Um agente é avesso ao risco quanto maior for o valor atribuído ao risco, fazendo com que o decisor aloque seus recursos em ativos de menor risco.

Os coeficientes de ponderação adotados para a função utilidade dos agentes de aversão ao risco foram iguais a:  $a=1$  e  $b=0.0$  de acordo com a Tabela 2.

Em termos da fronteira eficiente e respectivo nível de contratação dos agentes de geração e consumo avessos ao risco são apresentados nas Figura 40 à Figura 45.

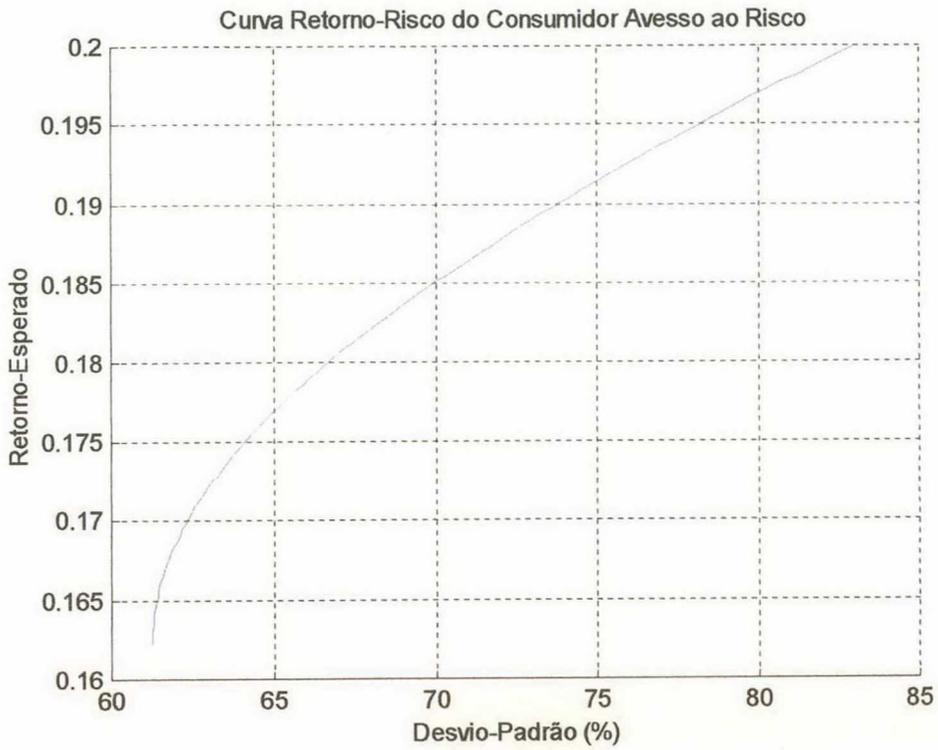


Figura 40 – Fronteira Eficiente do Consumidor Averso ao Risco

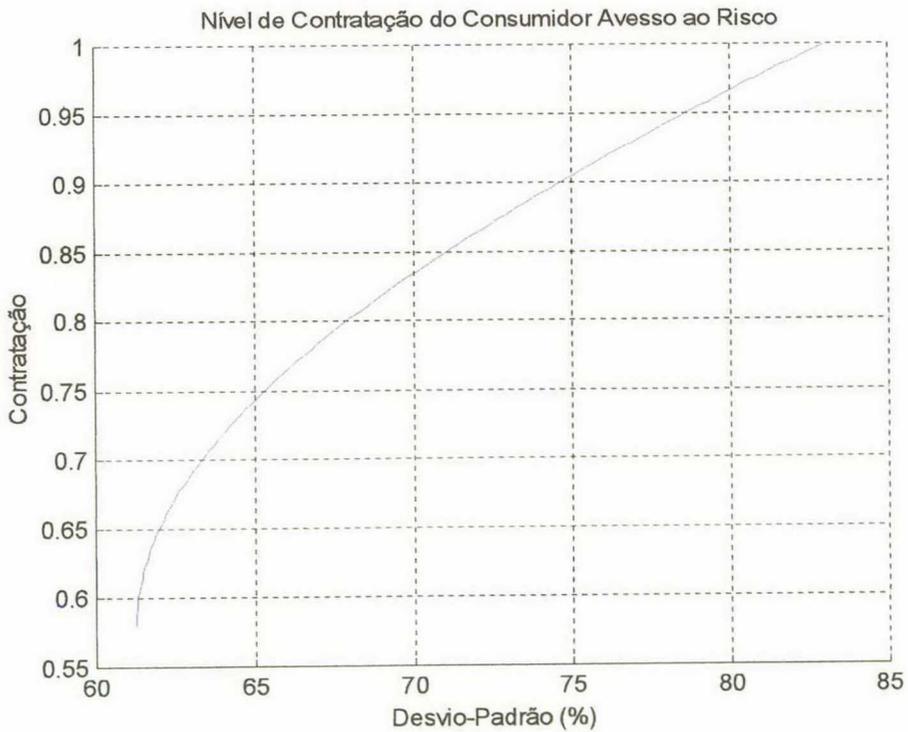


Figura 41 – Nível de Contratação do Consumidor Averso ao Risco

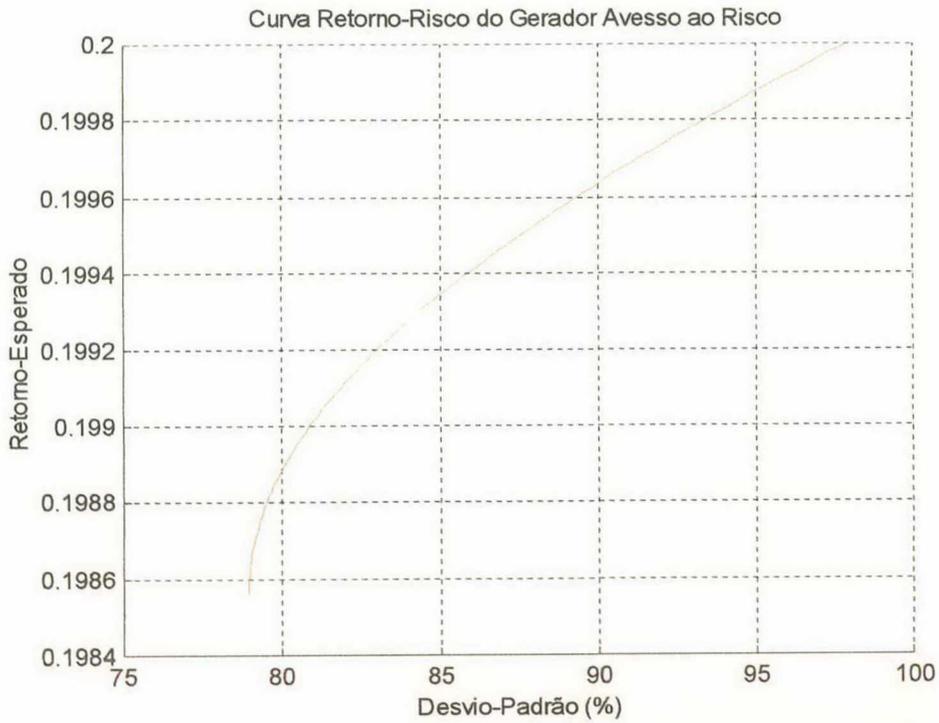


Figura 42 – Fronteira Eficiente do Gerador Averso ao Risco

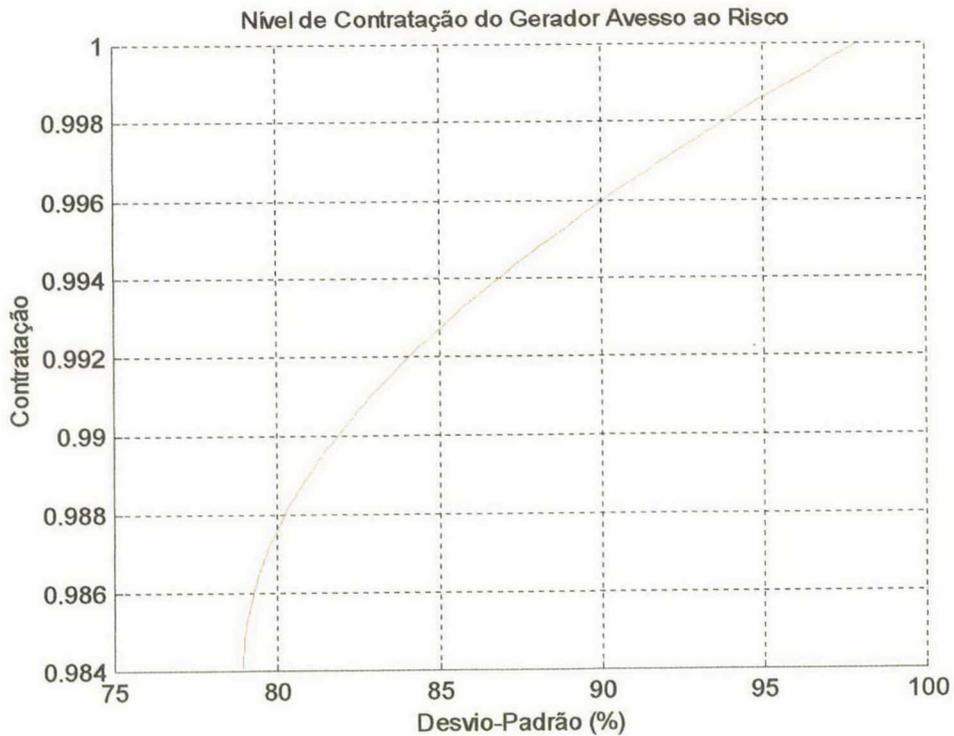


Figura 43 – Nível de Contratação do Gerador Averso ao Risco

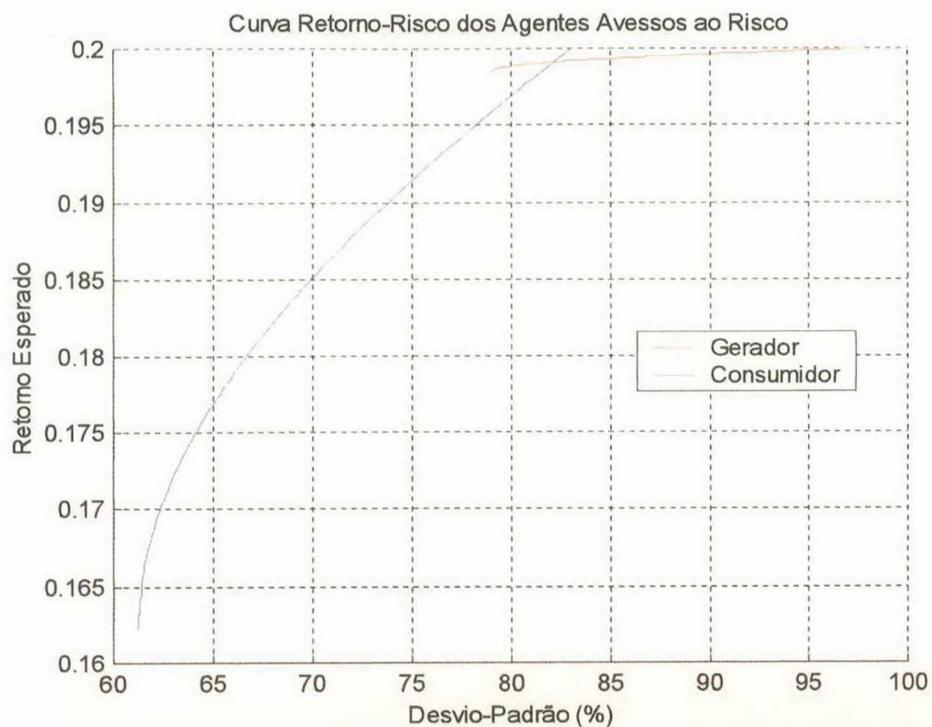


Figura 44 – Fronteira Eficiente – Agentes Aversos ao Risco

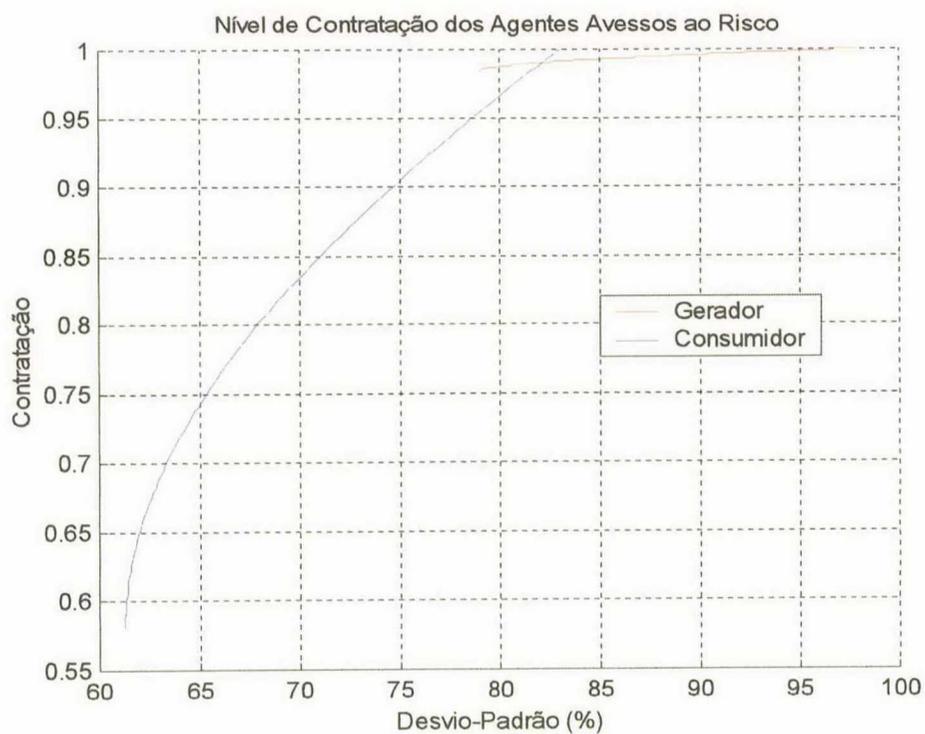


Figura 45 – Nível de Contratação dos Agentes Aversos ao Risco

Para o agente de consumo avesso ao risco observa-se que a fronteira eficiente se situa entre 16,2% a 20% de retorno o que corresponde a um nível de contratação entre 58% e 100%. Pode-se dizer que o agente de consumo avesso ao risco tende a realizar um nível de contratação maior devido à menor volatilidade deste ativo. Ressalta-se também que para o agente de consumo, a relação entre a contratação bilateral e a exposição ao mercado *Spot* é menos sensível aos riscos uma vez que a principal incerteza para este agente é a volatilidade dos preços no mercado de curto prazo, diferentemente do agente de geração hidrelétrica, cuja decisão de contratação é dependente também dos riscos resultantes da aplicação do mecanismo de realocação de energia.

No contexto dos agentes avessos ao risco, a alocação dos portfólios de contrato tendem a se efetivar nos ativos que apresentam menor risco, o que justifica a percepção da necessidade de contratação do agente de geração, o qual se situa, conforme apresentados na Figura 42 e na Figura 43, entre 98% e 100% de contratação, com um nível de risco de 78% a 98%, ilustrando a perda da oportunidade de vender energia em cenários de preço alto e também os impactos do risco do MRE.

Em termos da contratação entre estes agentes é possível observar que a percepção da relação entre retorno risco comum a ambos os agentes, com 98% de contratação *Forward* e de 84% de risco. Observa-se que neste caso a propensão ao risco do agente de geração se desloca de forma acentuada da percepção do risco do agente de consumo o qual possui uma fronteira eficiente com um faixa de risco entre 62% e 84% em comparação ao agente de geração que possui uma faixa de risco entre 78% a 98%.

## **VI.5 Combinações entre Agentes Propensos e Aversos ao Risco**

Outras relações possíveis de se avaliar dizem respeito à combinação entre os agentes com perfis de aversão ou propensão aos riscos.

A Figura 47 e a Figura 46 ilustram a percepção do problema da contratação de energia dos agente de geração avesso e de consumo propenso ao Risco

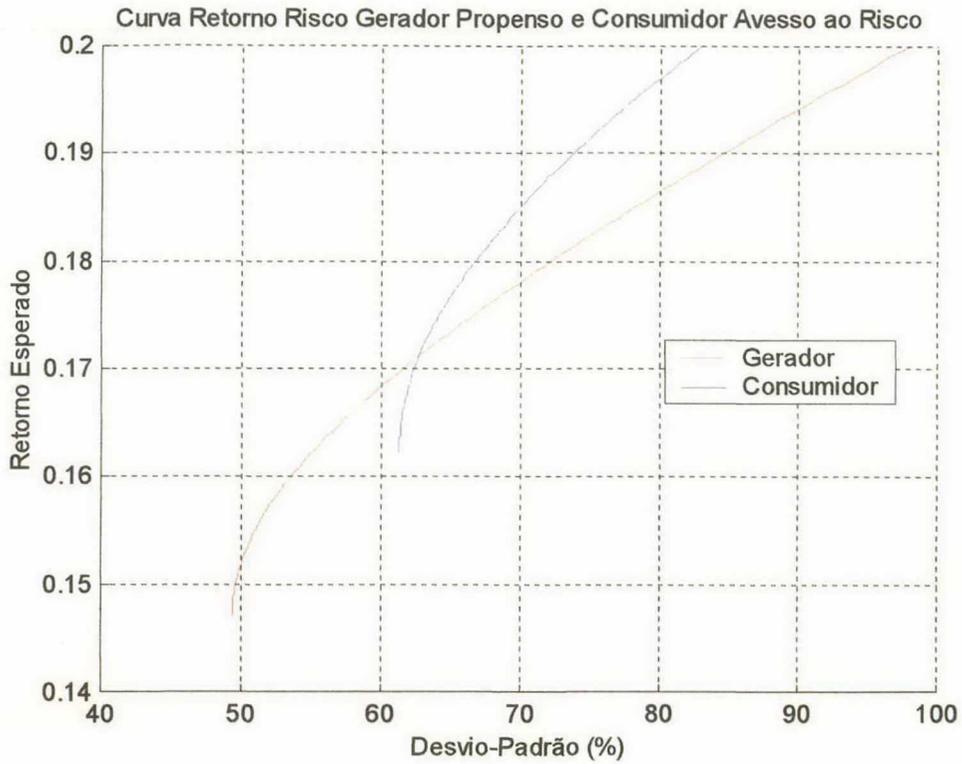


Figura 46 – Fronteira Eficiente: Gerador Propenso e Consumidor Averso ao Risco

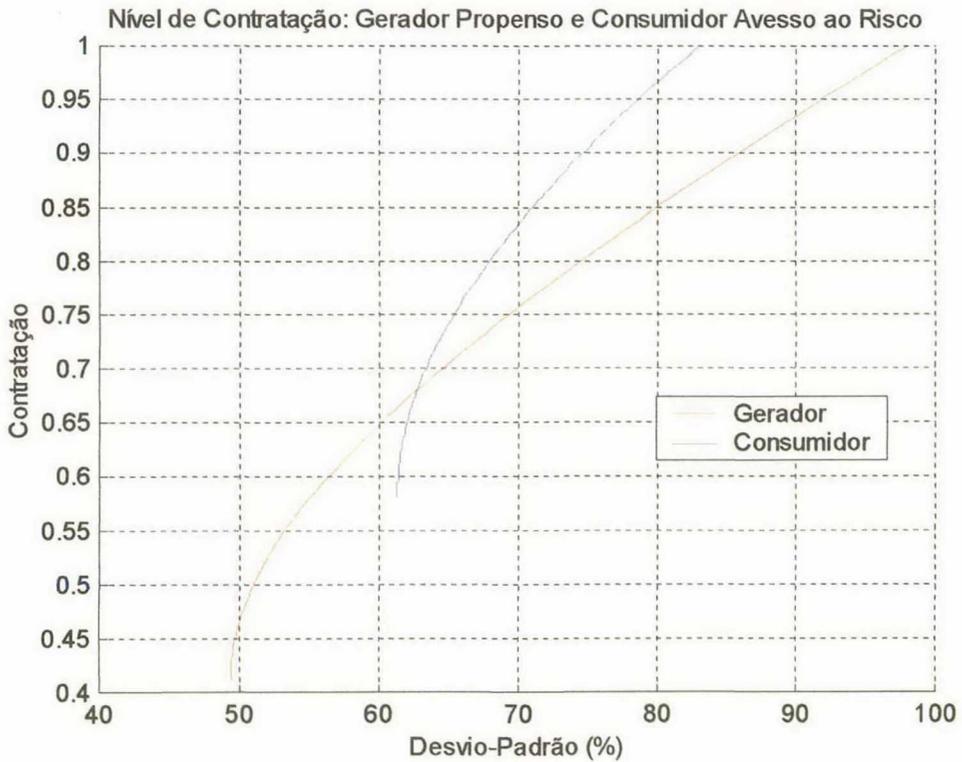


Figura 47 – Nível de Contratação: Gerador Propenso e Consumidor Averso ao Risco

Conclui-se que para a contratação entre um agente de geração propenso ao risco e um agente de consumo avesso ao risco que a percepção ao risco e a percepção do retorno esperado situa-se para uma contratação de 68% com um retorno esperado de 17,2% e um risco de 63%.

A Figura 46 e a Figura 47 ilustram a percepção do problema da contratação de energia dos agente de geração avesso e de consumo propenso ao Risco

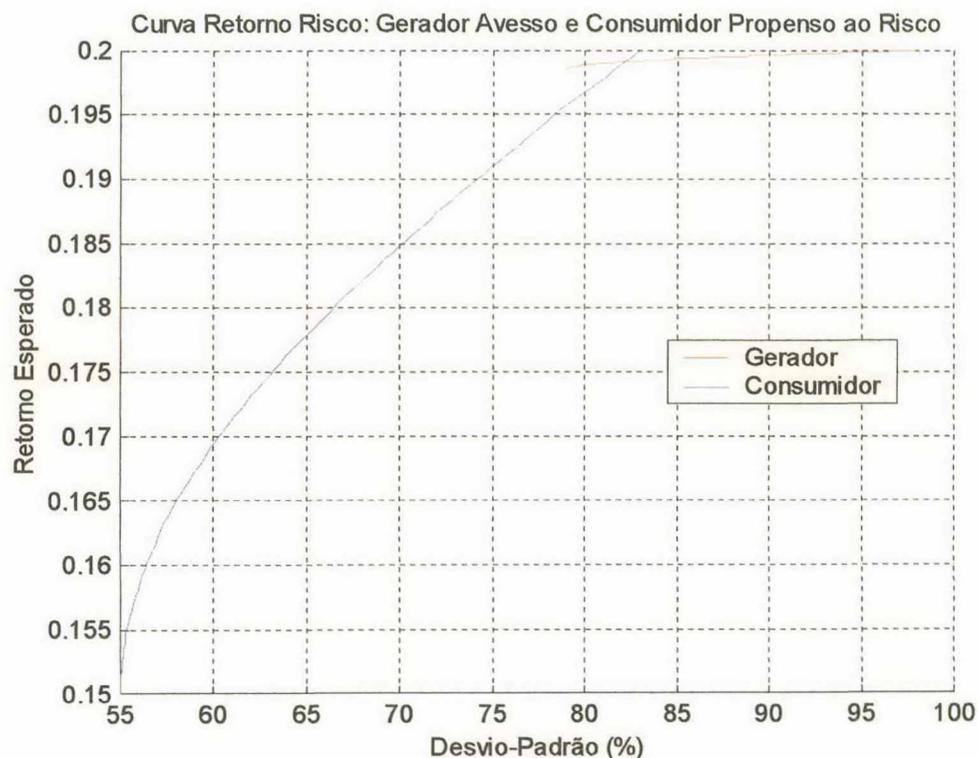


Figura 48 – Fronteira Eficiente: Gerador Averso e Consumidor Propenso ao Risco

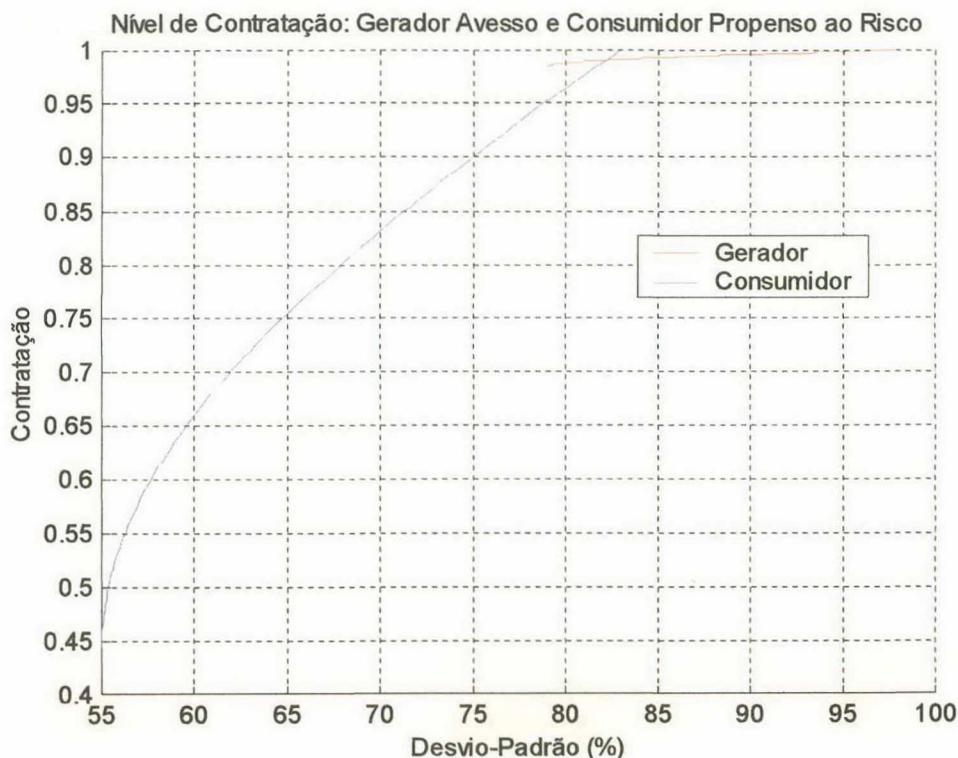


Figura 49 – Nível de Contratação: Gerador Averso e Consumidor Propenso ao Risco

Observa-se que no processo de contratação entre um agente de geração avesso ao risco e um agente de consumo propenso ao risco a percepção ao risco e a percepção do retorno esperado situa-se em uma contratação de 98% com um retorno esperado de 19,8% e um risco de 83%. Neste caso um resultado direto da forte influência, no processo de negociação, dos riscos que envolvem o agente de geração com aversão ao risco.

## VI.6 Conclusões

Neste capítulo foi possível observar a aplicação da teoria de portfólios e de função utilidade no processo de contratação de energia, bem como visualizar a percepção de cada agente frente aos riscos a que estão expostos.

Foi possível observar nas simulações realizadas a importância de se modelar adequadamente os perfis de decisão dos agentes envolvidos no problema de contratação de energia, visto que, conforme foi apresentado neste capítulo, o maior ou menor grau de aversão ao risco afeta diretamente o nível de contratação.

Desta forma, conclui-se que o processo de tomada de decisão da forma de contratação da energia é única e exclusivamente um resultado da percepção conjunta dos

agentes de consumo e geração, ou seja, se a sensibilidade destes agentes frente aos riscos e ao retorno esperado for substancialmente diferenciada o processo de negociação não se consolida na decisão de contratação.

O capítulo a seguir apresenta as conclusões deste trabalho e as recomendações para trabalhos futuros.

## CAPÍTULO VII – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

---

### VII.1 Conclusões

O problema da comercialização de energia elétrica foi abordado neste trabalho, analisando-o tanto sob a ótica do agente consumidor, quanto sob a ótica do agente gerador de energia, levando-se em consideração os aspectos financeiros, econômicos e energéticos inerentes à comercialização de energia dentro do recente ambiente de mercado do setor de energia elétrica brasileiro.

Assim sendo, implementou-se um modelo computacional, com base na teoria de portfólios de Markovitz e função utilidade, que possibilita a avaliação das possíveis exposições dos geradores pertencentes ao MRE, e consumidores com distintos perfis de consumo (funções utilidades/risco), frente à percepção de risco e retorno esperado por estes agentes objetivando, dessa forma, o desenvolvimento da formatação contratual que possibilite a ambos os agentes a mesma percepção de retorno face ao risco existente em suas carteiras de contratos.

Através dos conceitos da teoria de portfólios, tais como coeficiente de correlação entre contratos e fronteira eficiente de ativos de risco, é possível definir uma carteira eficiente de contratos para um problema específico de comercialização de energia. A modelagem do perfil do decisor (consumidor ou gerador) é realizada através da utilização de uma função utilidade balizada no par risco e retorno, onde a medida do grau de propensão ou aversão ao risco foi representada pelo conceito da taxa marginal de substituição, permitindo assim a avaliação do comportamento dos agentes face às incertezas dos mercados *Forward* e de curto prazo do SEB.

O mecanismo de avaliação contratual proposto consiste em avaliar de forma integrada os riscos do gerador e do consumidor, para o estabelecimento dos montantes de energia a serem contratados a um valor acordado entre as partes, mercado *Forward*, onde adotou-se como preço de referência o custo marginal de expansão, enquanto o restante,

geração e carga não contratadas, ficaria exposto, para ambos os agentes, às transações comerciais de curto prazo no mercado atacadista de energia.

Desta forma, nas simulações realizadas com o modelo computacional desenvolvido, foi possível observar que há sempre uma combinação factível de contratos para cada nível de risco esperado, ou seja, tanto para um agente mais agressivo, que está preparado para grandes flutuações, quanto para um agente avesso ao risco é possível avaliar o retorno esperado e o nível de contratação, através da Teoria de Portfólios.

Conclui-se também que a percepção dos agentes, separadas em aversão, indiferença e propensão ao risco possibilita na prática inferir sobre a dificuldade de se realizar contratos de longo prazo no SEB. A simulação realizada com o gerador avesso ao risco, situação factível uma vez que o risco de redução da expectativa de receita no mercado de curto-prazo é elevado, ilustra claramente as dificuldades práticas de contratação de longo prazo no modelo comercial adotado, com dois mercados: *Forward* e curto-prazo, no mercado de energia brasileiro. Esta dificuldade é devida basicamente aos interesses dos agentes envolvidos e às características de alta volatilidade dos preços no mercado de curto-prazo.

A ferramenta de avaliação de portfólios de contratos de energia desenvolvida permite também a avaliação de outros contratos derivativos, sendo possível agregar essas informações à matriz de contratos. Ou seja, a partir da elaboração desta ferramenta é possível agregar novas informações e percepções dos agentes, assim como, incrementar novas modalidades de contratação.

## VII.2 Recomendações para trabalhos futuros

Se faz necessário ainda avaliar, no mecanismo desenvolvido, o impacto da redução da carga em função de condições de hidrologia mais críticas ou de preços elevados no mercado *Spot*, assim como, uma limitação de preço, *Cap*<sup>18</sup> ou *Floor*<sup>19</sup>, para a parcela da energia que não seria contratada em um contrato *Forward*, o que de certa forma, contribuiria para uma contratação maior, reduzindo-se os riscos de exposição tanto do lado da geração quanto do lado do consumo.

---

<sup>18</sup> *Cap* – limitação superior, ou seja, um limite para os cenários de preços elevados;

<sup>19</sup> *Floor* – limitação inferior, para cenários de preços *Spot* baixos.

É necessário também realizar a avaliação do comportamento de outras funções de utilidade com o intuito de modelar a percepção dos agentes de forma mais fiel possível. Observa-se também a possibilidade de se implementar carteiras de contratos que contenham contratos futuros, de Swap e de opções para a obtenção do portfólio de cada agente.

Neste estudo, adotou-se o preço dos contratos bilaterais como uma constante do problema, entretanto, pode-se desenvolver uma nova formulação onde o preço seria outra variável de decisão do problema seguindo-se a linha dos trabalhos de LIU et al. (2000) e FERRERO et al.(1997).

Outro trabalho de enfoque atual e que vislumbra o desenvolvimento de um mecanismo de mitigação do risco seria a implementação de uma ferramenta de avaliação da atuação de derivativos de clima no SEB em substituição ou em complementação ao mecanismo de realocação ao MRE.

## ANEXO A

A Tabela 4 a seguir ilustra a expectativa de expansão da geração para o período de 2000 à 2005, por região e por recurso, térmico, importação ou hidrelétrico.

Tabela 4 – Expansão da Geração

REGIÃO	TIPO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
SUDESTE + C.OESTE	Hidráulica	29.291	30.008	30.882	32.139	33.913	34.132
	Térmica	1.769	1.841	2.298	4.059	5.885	5.885
	Nuclear	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966
	Total	33.026	33.815	35.146	38.164	41.764	41.983
SUL	Hidráulica	9.444	9.859	10.282	11.087	11.207	11.207
	Térmica	2.191	2.231	2.711	3.253	3.903	3.903
	Total	11.635	12.090	12.993	14.340	15.110	15.110
NORDESTE	Hidráulica	10.136	10.136	10.136	10.586	10.586	10.586
	Térmica	291	455	481	481	481	481
	Total	10.427	10.591	10.617	11.067	11.067	11.067
NORTE	Hidráulica	4.281	4.281	5.131	6.256	7.381	8.506
	Térmica	0	0	0	0	0	0
	Total	4.281	4.281	5.131	6.256	7.381	8.506
BRASIL	Hidráulica	53.152	54.284	56.432	60.069	63.087	64.432
	Térmica	4.251	4.527	5.490	7.793	10.269	10.269
	Nuclear	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966
	Total	59.369	60.777	63.887	69.827	75.322	76.666
ITAIPU/BRASIL	(50% Total)	6.300	6.300	6.300	6.300	7.000	7.000
BRASIL	Rec. Próprio	65.669	67.077	70.187	76.127	82.322	83.666
Arg.+Bol.+Par.	Importação	4.839	5.139	6.139	8.539	9.839	9.839
BRASIL	Total	70.508	72.216	76.326	84.666	92.161	93.505

Fonte: ONS (2001)

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALVEY, T.; GOODWIN, D.; MA, X.; STREIFFERT, D., SUN, D.; *A Security-Constrained Bid-Clearing System for the New Zealand Wholesale Electricity Market*, *IEEE Transactions on Power Systems*, June 11, 1997.
- [2] ANEEL, Home Page da ANEEL: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), acessado em Setembro de 2001.
- [3] ARAUJO, R.; HOFFMANN, C.; *O novo contexto do Setor Elétrico Brasileiro*, Confederação Nacional da Indústria, Rio de Janeiro, CNI, 1997.
- [4] BAÍDYA, T. K.; AIUBE, F. A.; MENDES, M. R.; *Introdução à Microeconomia*, Editora Atlas, 1999.
- [5] BARROSO, L.A.; *Esquemas competitivos em Sistemas Hidrotérmicos*, Dissertação de Mestrado, UFRJ/INE, Rio de Janeiro, RJ, Maio de 2000.
- [6] BAUGHMAN, M.; SIDDIQI, S.; ZARNIKAU, J., *Advanced Pricing in Electrical Systems Part I: Theory*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, n.º 1, February, 1997.
- [7] BAUGHMAN, M.; SIDDIQI, S.; ZARNIKAU, J., *Advanced Pricing in Electrical Systems Part II: Implications*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, n.º 1, February, 1997.
- [8] BITTENCOURT, M.; SAMPAIO, A.; *Análise teórica dos Modelos de Tomada de Decisão sob Condições de Risco*, Departamento de Economia da Universidade Federal do Paraná UFPR, Texto para Discussão.
- [9] BITU, R.; BORN, P.; *Tarifas de Energia Elétrica – Aspectos Conceituais e Metodologias*, Rio de Janeiro, MM Editora, 1993.
- [10] BORGES, A.; *A Relação Preço e Qualidade no Contexto da Evolução do Pensamento em Marketing*, PPGA/UFRGS, 1998.
- [11] BORN, P; ALMEIDA, A.; *Mudanças estruturais no Setor Elétrico: Formação e Regulação de Preços*, (1999).

- [12] BRUNS, J.; *Fluxos externos para a Economia Brasileira entre 1993–99: Uma análise dos fatores Determinantes internos e Externos*, Dissertação de Mestrado, PUC/SP, São Paulo, SP, 2000.
- [13] CASTRO, R.; RAMOS, D.;FILHO, C.; *Comercialização de energia no Ambiente competitivo do Setor Elétrico Brasileiro*, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu–PR, Outubro de 1999.
- [14] CTDO, Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Oferta; *Programa Indicativo de Geração do Sistema Interligado 2001-2010*, Junho/2001
- [15] CEPEL, Manual do NEWAVE Versão 8.0, *Projeto NEWAVE – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas*, Abril de 2000.
- [16] COSTA, P.; AGUIAR, J.; *Modelos de Despacho e Unit Commitment em Ambiente de Mercado*, Faculdade de Engenharia da Universidade de Portugal, Maio, 2000.
- [17] DAHL, C.; MENDONÇA, A., *The Brazilian Electrical System Reform*, Energy Policy, n.º 27, 1999.
- [18] DAVID, P.; VEIGA, A.; GRANVILLE, S.; VEIGA, M.; *Gerenciamento de Risco financeiro no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica*, XVI SNPTEE, Campinas, SP, Outubro 21 a 26, 2001.
- [19] ELETROBRÁS; *Plano Decenal de Expansão 2000/2009*, GCPS Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, Ministério das Minas e Energia. 1999.
- [20] ELETROBRÁS; *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Sumário Executivo Estágio VII*, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Energia, Eletrobrás, 1997.
- [21] ENSSLIN, L.; MONTIBELLER, G.N. ; NORONHA, S.M.; *Apoio a Decisão – Metodologias para a Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativa*, Editora Insular, Florianópolis, 2001.
- [22] FERRERO, R.; RIVER, J.; SHAHIDEPHPOUR, S.; *Application of Games with Incomplete Information for Pricing Electricity in Deregulated Power Pools*, IEEE Transactions on Power Systems, Maio, 1997.

- [23] FIGUEIREDO, F.; CAMARGO, I.; OLIVEIRA, M.; *Transition from Cooperative to Competitive Model in Brazil the Vision of a Distribution Utility*, IEEE Transactions on Power Systems, 1999.
- [24] FISCHER, K.; CHAID-DRAA, B.; MÜLLER, J.; PISCHEL, M., GERBER, C. *A Simulation Approach Based on Negotiation and Cooperation Between Agents: A Case Study*, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics – Part C: Applications and Reviews, Vol. 29, n.º 4, November 1999.
- [25] FRITZSCHE, H.; *Programação Não-Linear Análise e Métodos*, Ed. Edgard Blücher Ltda, 1978.
- [26] GUAN, X.; SINGH, H.; SVOBODA, A.; LI, C.; *Revenue Adequate Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets*, IEEE Transactions on Systems, November 1998.
- [27] Home Page do ONS, [www.ons.com.br](http://www.ons.com.br), Novembro 2001
- [28] HULL, J.; *Introdução aos Mercados Futuros e de Opções*, BM&F e Cultura Editores Associados, 2º Edição, 1996.
- [29] HUNT S.; SHUTTLEWORTH G.; *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, England, 1997.
- [30] KEENEY, R.L.; RAIFFA H.; *Decisions with Multiple Objectives – Preferences and Value Tradeoffs*, Cambridge University Press, 1993
- [31] LAMONT, J; RAJAN, S.; *Strategic bidding in an Energy Brokerage*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, n.º 4, Novembro, 1997.
- [32] LANE, D; RICHTER, C.; SCHEBLÉ, G.; *Modelling and Evaluating Electricity Options Markets with Intelligent Agents*, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, London, Abril 4–7, 2000.
- [33] LIU, C.; ROSENWALD, G., *Consistency in an Operational Environment Involving Many Transactions*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 37, n.º 5, Novembro 16, 1995.
- [34] LIU, C; SONG, H, LAWARRÉE, J. DAHLGREN, R.; *New Methods for Electric Energy Contract Decision Making*, International Conference on Electric Utility

- Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, London, April 4–7, 2000.
- [35] MAE, *Regras Algébricas de Implementação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica* (versão 2.1.b.), Abril de 2001.
- [36] MAE, *Visão Geral das Regras do MAE*, Abril de 2001.
- [37] MANILLA, T.; KORPINEN, L; *Hedging New Electricity Market Risks in the Concentrated Market–Places in the European Union*, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, London, Abril 4-7, 2000.
- [38] MARTIN, J. M.; SOUTO, L; *Regulação Técnica e Econômica*, Trabalho sobre Regulação no SEB, Disciplina de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, 7 de Outubro de 1999.
- [39] MORECROFT, J. D. W.; *Executive Knowledge, Models and Learning*, European Journal of Operational Research, 5 de setembro de 1992.
- [40] MOROZOWISKI, M. F.; *Planejamento de Sistemas Elétricos em Ambiente Competitivo: Conceitos e Metodologia*, Concurso para Professor Titular, 1998, UFSC.
- [41] NASCIMENTO, J.; NUNES, H.; *A Utilização de Instrumentos Financeiros na Gestão de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica*, XVI SNPTEE, Campinas, SP, Outubro 21 a 26, 2001.
- [42] NORD POOL; *Derivatives Trade at Nord Pool's Financial Markets*, Nord Pool ASA, Oslo, 28 Agosto, 2001.
- [43] NORD POOL; *Clearing Offered by Nord Pool*, Nord Pool ASA, Oslo, 31 Julho, 2001.
- [44] ONS; *Apresentação do ONS*, 6º Encontro para Debates de Assuntos de Operação, Brasília 15 de Setembro de 1998.
- [45] ONS; *ONS – The Brazilian ISO*, International Colloquium and Meeting SC–39 Cigré Curitiba–PR, Novembro de 1999.
- [46] ONS; *Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2001*, Maio de 2001, [www.ons.com.br](http://www.ons.com.br).

- [47] PETROV, V.; RICHTER, C.; SCHEBLÉ, G., *Predatory Gaming Strategies for Electric Power Markets*, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, April, 2000.
- [48] PIRES, J.; PICCININI, M.; *Mecanismos de regulação Tarifária do Setor Elétrico: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro*, BNDES, Texto para Discussão n.º 64, Rio de Janeiro, 1998.
- [49] PRADO, F.; SILVA, A.; *Os Novos Desafios da Prestação de Serviço ao Consumidor na Indústria de Energia Elétrica Desregulamentada – Uma Visão do Marketing Energético*, XVI SNPTEE, Campinas, SP, Outubro 21 a 26, 2001.
- [50] RICHTER, C.; SCHEBLÉ, G.; *Genetic Algorithm Evolution of Utility Bidding Strategies for the Competitive Marketplace*, IEEE Transactions on Power Systems, Maio 15, 1997.
- [51] ROSSETTI, J. *Introdução à Economia*, 7 ed., rev., atualizada, ampl., São Paulo, Atlas, 1978.
- [52] SHARPE, W.; *Portfolio Theory and Capital Markets*, McGraw-Hill, Inc., 1970.
- [53] SIDDIQI, S.N.; BAUGHMAN, M.L.; *Value-based Transmission Planning and the Effects of Network Models*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, n.º 4, Novembro, 1995
- [54] SILVA, E.; FINARDI, E.; *Curso de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*, Projeto CEPEL/ASMAE/UFSC, Novembro de 1999.
- [55] SILVA, W.; *Um Modelo Dinâmico de Otimização Estocástica e Não-Linear de Carteiras com Custos de Transação: Uma Aplicação ao Mercado Financeiro Brasileiro*, Dissertação de Mestrado, UFSC/SC, Florianópolis, SC, 1999.
- [56] SILVEIRA, F.S.V., *Um Modelo para Planejamento Econômico-Financeiro de Empresas de Energia Elétrica adequado ao Ambiente Competitivo*, Dissertação de Mestrado, UFSC/PGEEL, Florianópolis, SC, Agosto 1997.
- [57] SILVEIRA, F.S.V., *Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico*, Tese de Doutorado, UFSC/PGEEL, Florianópolis, SC, Julho 2001.

- [58] SMITH, K.; *Portfolio Management – Theoretical and Empirical Studies of Portfolio Decisions–Making*, Holt, Rinehart and Winston, Inc., 1971.
- [59] STERN, K., *Secrets of the Investment*, Amacom, 1999. Adaptado por Raquel Fidalgo.
- [60] VEIGA, M.; *Application of Economic Theory in Power System Analysis – Competition for Contracts in a Hydrothermal System*; Anais VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, May 1998.
- [61] VEIGA, M. ET AL. *Planning Risks* , IEEE PICA Tutorial, 1999.
- [62] VEIGA, M.; Granville, S.; Kelman, R.; *Gerenciamento de Riscos nos Investimentos em derivativos no Mercado de Energia Elétrica*, Seminário sobre Comercialização de Energia, São Paulo, SP, Junho de 2001.
- [63] ZANGWILL, W.; *Nonlinear Programming – A Unified Approach*, Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J., 1969
- [64] WERNECK, R.; *Tarifação de Energia Elétrica e Perspectiva de Excesso de Demanda*, Departamento de economia PUC/RJ, Texto para Discussão n.º 440, Novembro de 2000.