



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Rafael Prudenciano da Silva

**Gestão de Riscos para Tomada de Decisão na
Contratação de Energia Elétrica no Curto Prazo por
Indústrias Eletrointensivas.**

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

Orientador: Prof. Edson de Oliveira Pamplona, Dr.

Itajubá

2011

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Edson Pamplona pela oportunidade e pela fonte de conhecimento nessa jornada. Além de todo o apoio acadêmico agradeço pela alegria, bom humor, conselhos e confiança depositada nos momentos de orientação.

Ao meu amigo Tiago pelo imensurável aprendizado, pela paciência, pelo companheirismo e amizade.

A todos os professores e demais profissionais do Instituto de Engenharia de Produção e Gestão (IEPG) pelo constante apoio e conhecimento, que foram parte fundamental de minha formação acadêmica. Em especial ao professor Luis Guilherme Azevedo Mauad (Guila) pela confiança depositada.

Aos colegas de GEPE de Economia e Finanças e aos colegas de classe que ajudaram a tornar o ambiente da pós graduação ainda mais agradável e auxiliaram na construção do trabalho.

A minha irmã Renata, cunhado Tiago e aos meus pais João e Eliana pelo amor incondicional, conselhos e exemplos que sempre estarão comigo.

A minha especial namorada Letícia pelo amor, apoio, conselhos, carinho, exemplo e amizade, preponderantes na minha vida.

A todos meus familiares pelo carinho e confiança, em especial ao Tio Darcy.

Aos meus amigos pelos conselhos e conhecimentos trocados.

A CAPES pelo apoio financeiro e a FAPEMIG e CNPq pelo apoio a produção acadêmica.

A Deus que sempre ilumina meu caminho.

Muito obrigado!

RESUMO

O trabalho descreve como um consumidor eletrointensivo pode gerir a aquisição de sua eletricidade em um novo mercado de energia elétrica no Brasil mais competitivo e flexível, após reestruturação. Dentro desse novo contexto, torna-se necessário o desenvolvimento de metodologias e ferramentas para auxílio à gestão de riscos e apoio à tomada de decisão na composição dos portfólios de contratação de energia elétrica e seus derivativos. Entretanto, muito esforço tem sido empregado no desenvolvimento de tais metodologias e ferramentas para agentes de geração, distribuição e comercialização, enquanto pouca atenção vem sendo dada ao segmento consumo, principalmente aos consumidores de larga escala. Com o aumento das possibilidades de contratação dos consumidores de porte industrial, a ausência das citadas metodologias e ferramentas têm levado à composição de portfólios de suprimento de energia baseados apenas na heurística dos gestores dessas empresas. Isso torna o processo decisório pouco transparente aos acionistas e leva a resultados com níveis de risco superiores aos desejados. No caso específico do Brasil, grandes empresas que demandam quantidades elevadas de energia elétrica para a produção de seus bens, podem compor seu portfólio de suprimento a partir de três opções de contratação: parcela autoproduzida, parcela contratada bilateralmente no mercado livre e contratação regulada. Cada uma dessas opções possui incertezas associadas aos seus custos, fazendo com que a decisão de composição do portfólio se baseie em funções de probabilidade. A proposta do trabalho é desenvolver uma metodologia baseada em três etapas distintas (três M's) separadas em modelagem (*modeling*), medição (*measuring*) e gestão (*management*), que permita gerenciar o risco para tomada de decisão eficaz na contratação de eletricidade no curto prazo por uma indústria eletrointensiva. O processo considerou as regras estabelecidas na legislação do setor elétrico Brasileiro, para o perfil de risco estabelecido, mensurados através de métricas como o *VaR* (*Value at Risk*) e o *CVaR* (*Conditional Value at Risk*). Por fim, a metodologia apresentada auxilia a gestão do risco e a tomada de decisão, permitindo também ao decisor conhecer todo processo envolto à futura decisão e agora, optar pela carteira de contratação que traga o menor custo frente ao risco enfrentado.

Palavras-chave: Gestão de Risco, Mercado de Energia Elétrica, Contratação de Eletricidade, Três M's.

ABSTRACT

The thesis describes how an energy intensive consumer can manage the procuring of its electricity from a new electricity market in Brazil more competitive and flexible, after restructuring. Within this new context, it becomes necessary to develop methodologies and tools to assist risk management and supporting decision making in the composition of the portfolio of electricity contracts and derivatives. However, much effort has been employed in developing such methodologies and tools for agents of generation, distribution and trading, while little attention is being given to consumer, especially large-scale ones. With increasing of the complexity of the industrial consumers, the absence of those methodologies and tools have led to the composition of portfolios of power supply based solely on heuristics of the managers of these companies. This makes the decision making process not transparent to shareholders and take the results with risk levels higher than desired. In the specific case of Brazil, large companies that require high amounts of electrical energy to produce their goods, may make up its portfolio of supply from three options for contracting such as: self-produced part, parcel contracted bilaterally in the spot market and the regulated. Each of these options has uncertainties in its costs making the decision on the composition of the portfolio is based on probability functions. The purpose of this study was developed under a methodology based on three distinct stages (three M's) separated into modeling, measuring and management, allowing to handle the risk to an effective decision making on the procurement of electricity in short term by an energy intensive industries. The process considered the rules established by the legislation of the Brazilian electricity sector, for the established risk profile, as measured by metrics such as VaR (Value at Risk) and CVaR (Conditional Value at Risk). Finally, the methodology helps manage risk and decision making, allowing the decision maker know the whole process involved in future decision and now opt for the optimal portfolio that will bring lower cost compared to the risk faced.

Key-words: Risk Management. Electricity Power. Electricity Procurement. Three M's.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Contratação no ACR	23
Figura 2.2 – Visão Simplificada do Ambiente de Contratação	24
Figura 2.3 – Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo	25
Figura 3.1 – Risco dos Contratos e Desempenho <i>Collar</i>	34
Figura 4.1 – Gestão de Riscos	42
Figura 4.2 – Efeitos da Diversificação I	44
Figura 4.3 – Efeitos da diversificação II	44
Figura 4.4 – Fronteira Eficiente.....	45
Figura 5.1 – Método Proposto	52
Figura 6.1 – Fluxo e Etapas para Solução do Problema.....	56
Figura 6.2 – Histograma PLDs.....	60
Figura 6.3 – Estrutura de Custos – Contratação Livre.....	65
Figura 6.4 – Estrutura de Custos – Autoprodução.....	67
Figura 6.5 – Estrutura de Custos – Contratação Regulada.....	69
Figura 6.6 – Composição do Portf. 1 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais....	79
Figura 6.7 – Composição do Portf. 2 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais....	80
Figura 6.8 – Composição do Portf. 3 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais....	80
Figura 6.9 – Composição do Portf. 4 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais....	81
Figura 6.10 – Composição do Portf. 5 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais..	81
Figura 6.11 – Composição do Portf. 6 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais..	82
Figura 6.12 – Composição do Portf. 7 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais..	82
Figura 6.13 – Composição do Portf. 8 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais..	83
Figura 6.14 – Composição do Portf. 9 e Histograma da Distribuição de seus Custos Totais..	83
Figura 6.15 – Composição do Portf. 10 e Histog. da Distribuição de seus Custos Totais.....	84
Figura 6.16 – Composição do Portf. 11 e Histog. da distribuição de seus Custos Totais	84
Figura 6.17 – Composição do Portf. 12 e Histog. da distribuição de seus Custos Totais	85
Figura 6.18 – Relação Média – Custos Totais Médio X <i>VaR</i>	88
Figura 6.19 – Relação Custos Mínimos X <i>VaR</i>	88
Figura 6.20 – Gráfico Risco Recompensa.....	90
Figura 6.21 – Regiões de Apoio a Decisão.....	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Diferenças entre o Mercado Financeiro e o Mercado de Energia Elétrica	35
Tabela 6.1 – Matriz de Preços de Curto Prazo	60
Tabela 6.2 – Estatísticas.....	61
Tabela 6.3 – Consumo mensal.....	75
Tabela 6.4 – Tarifas de Energia por opção de contratação (Energia + FIO + Encargos)	76
Tabela 6.5 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 1	79
Tabela 6.6 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 2	80
Tabela 6.7 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 3	80
Tabela 6.8 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 4	81
Tabela 6.9 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 5	81
Tabela 6.10 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 6	82
Tabela 6.11 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 7	82
Tabela 6.12 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 8	83
Tabela 6.13 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 9	83
Tabela 6.14 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 10	84
Tabela 6.15 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 11	84
Tabela 6.16 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 12	85
Tabela 6.17 – Média, DP, VaR , $CVaR$ e Custo Mínimo das Carteiras propostas Tabela.....	87

SÍMBOLOS

CFix Custo do contrato a preço fixo.

i Mês analisado.

PFix Preço fixo acordado entre as partes.

Q Quantidade de energia negociada no período estipulado para cada contrato.

Ccoll Custo do contrato collar.

c Cenário de preço (PLD) analisado.

Pcoll Preço do *collar* acordado entre as partes.

Cecp Custo do contrato de curto prazo.

a Ágio do contrato a curto prazo.

Capex Custo da energia autoproduzida.

Prep Preço de repasse da energia autoproduzida.

ABREVIATURAS E SIGLAS

ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução.

ACG - Ambiente de Contratação Regulada.

ACL - Ambiente de Contratação Livre.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais.

CMO - Custos Marginais de Operação.

COFINS - Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social.

CVaR - Conditional Value at Risk.

EE - Energia Elétrica.

ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviço.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

MME - Ministério de Minas e Energia.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

PIE - Produtor Independente de Energia.

PIS - Programa de Integração Social.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças.

SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia.

SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação.

SEB - Setor Elétrico Brasileiro.

SIN - Sistema Interligado Nacional.

TUST - Tarifas do uso de Sistema de Transmissão.

TUSD - Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição.

VaR – Value at Risk.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	11
1.2	JUSTIFICATIVA E OBJETIVO DO TRABALHO.....	12
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	15
2.1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB).....	16
2.1.1	UM BREVE HISTÓRICO	16
2.1.2	AGENTES DO SEB.....	19
2.1.3	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	21
2.1.4	CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE).....	22
2.1.5	SISTEMA DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO (SCL).....	23
2.1.6	PENALIDADES.....	24
2.1.7	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS	24
3	CONTRATAÇÃO EM MERCADOS DE ENERGIA	27
3.1	CONTRATOS FUTUROS.....	29
3.2	CONTRATO <i>FORWARD</i> OU A TERMO	29
3.3	OPÇÕES.....	30
3.4	CONTRATOS SWAPS	30
3.5	CONTRATOS COLLAR	31
3.6	CONTRATOS PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS.....	32
4	GESTÃO DE RISCOS EM MERCADOS DE ENERGIA	34
4.1	O PROCESSO DECISÓRIO EM SITUAÇÃO DE RISCO E INCERTEZA	34
4.2	CONCEITOS DE RISCO E SUA GESTÃO	36
4.3	MÉTRICAS DE RISCO	43
4.3.1	VALUE AT RISK (VAR).....	44
4.3.2	CONDITIONAL VALUE AT RISK (CVAR).....	46
4.4	FRONTEIRA EFICIENTE	46

5	MÉTODO DE PESQUISA	48
6	METODOLOGIA PROPOSTA	52
6.1	MODELAGEM (<i>MODELING</i>)	55
6.1.1	CASO BASE	56
6.1.2	CENÁRIO DE PREÇOS DE CURTO PRAZO	56
6.1.3	ANÁLISE DE TARIFA POR OPÇÃO DE CONTRATAÇÃO	59
I.	CONTRATAÇÃO LIVRE	62
II.	AUTOPRODUÇÃO	65
III.	CONTRATAÇÃO REGULADA:	67
6.1.4	DEFINIÇÃO E MODELAGEM DAS OPÇÕES CONTRATUAIS	68
6.1.5	OTIMIZAÇÃO	71
6.1.6	CONSTRUÇÃO DAS CARTEIRAS E DISTRIBUIÇÕES DE CUSTOS FINAIS	76
6.2	MEDIÇÃO (<i>MEASUREMENT</i>)	83
6.2.1	RELAÇÃO RISCO RECOMPENSA COMO APOIO A TOMADA DE DECISÃO	87
6.3	GESTÃO (<i>MANAGEMENT</i>)	89
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	93
7.1	CONCLUSÕES	93
7.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	94
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96
	ANEXO I – PARCELA DE CUSTOS DAS OPÇÕES DE CONTRATAÇÃO	97

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

Desde a década de 90, o setor elétrico de vários países vem passando por um importante processo de reestruturação. O Brasil também se insere neste novo momento dos mercados de eletricidade, que após sua reformulação passou a ser mais competitivo nos segmentos de geração e comercialização, inseriu flexibilidade para as opções de contratação, além da introdução de novos mecanismos econômicos nas atividades de transmissão e distribuição.

A abertura do mercado de energia elétrica no Brasil é resultado de uma mudança natural e necessária para que o setor se tornasse mais eficiente, entregando um serviço e um produto mais confiável ao consumidor. Além disso, propicia aos provedores e novos investidores a possibilidade de investir em empreendimentos com uma maior garantia que serão remunerados e vão gerar rentabilidade ao acionista. Tal competitividade também se estende ao comprador de eletricidade, principalmente o de porte industrial, que com as possibilidades de contratação existentes, permite-se formatar carteiras de aquisição diversificadas, possibilitando que suas contas de eletricidade sejam menos onerosas.

Esse novo ambiente inseriu flexibilidade e certa liquidez em um setor que outrora era um tanto quanto fechado e fundamentalmente monopolístico. Agora os agentes podem negociar a eletricidade de acordo com seus objetivos finais, com as leis e normas estabelecidas para o ambiente, gerando boas oportunidades de ganhos a todos os envolvidos.

Nesse contexto uma variável se destaca das demais. O supracitado preço de curto prazo de energia elétrica (preço de liquidação das diferenças - PLD) torna-se um ativo de onde todos os contratos negociados no ambiente livre derivam. Suas características especiais o tornam uma variável importante e que deve ser gerenciada e acompanhada de perto pelo executivo responsável, principalmente, pela alta volatilidade que carrega. Tal volatilidade implica em risco nas transações. Para Jorion (1997) risco nada mais é do que a volatilidade dos resultados inesperados, normalmente relacionados ao valor de ativos ou passivos de interesse.

É dentro desse novo contexto que as empresas interessadas devem se desenvolver, aportando capital financeiro e intelectual em um departamento exclusivo, voltado para a gestão da energia utilizada em seus processos. Mais do que nunca, ferramentas e metodologias utilizadas no setor financeiro devem ser adaptadas a este novo mercado. Torna-se necessária essa adaptação e também o desenvolvimento de novas metodologias para a

gestão de riscos e apoio à tomada de decisão na composição dos portfólios de contratação de energia elétrica e seus derivativos.

Gestão de Risco é um processo que objetiva alcançar uma relação desejável entre risco e retorno através de uma estratégia de negociação especial. É notório que a gestão de risco considere o controle do risco, algumas avaliações e medidas a serem feitas. Formas de controlar risco são feitas através de contratos derivativos (por meio de *hedge*) que protege os agentes de variações adversas dos preços da eletricidade e a diversificação, que significa adquirir eletricidade através de diferentes formas de contratação. Para avaliações e medições o *Value at Risk* é uma medida comum para medir exposições em portfólios financeiros, mas que vem sendo aplicada com frequência no setor elétrico (BODIE, 1999; MIN, WU e NI, 2006).

1.2 Justificativa e Objetivo do trabalho

Com as análises feitas em trabalhos acadêmicos nacionais e internacionais na área de estudo, observa-se um foco maior em trabalhos para agentes que não são de consumo. Nos trabalhos pesquisados em âmbito nacional, quase nenhum deles foca o comprador de grande porte de eletricidade (os eletrointensivos). Nos internacionais, principalmente os Espanhóis, existe certo foco para o agente consumo e esses despertam a oportunidade de pesquisa com o mesmo objetivo em outros mercados, como o Brasileiro. A partir desta carência e da oportunidade vislumbrada, o trabalho vai se desenvolver com o objetivo de olhar para o consumidor de larga escala de eletricidade a fim de começar a preencher uma lacuna existente e abrir espaço para outras pesquisas.

Como descrito, quando se pesquisa nesta área é notório perceber que muito esforço tem sido empregado no desenvolvimento de ferramentas para tomada de decisão voltada para agentes de geração, distribuição e comercialização, enquanto pouca atenção foi dada ao segmento consumo, principalmente aos consumidores de larga escala (ARFUX, 2004; CASTRO, 2004; MUNHOZ, 2008; OLIVEIRA, 2006; TAMAROZI, 2002; TONELLI, 2007; TORRES, 2006).

García (2004) propõe em seu trabalho um modelo de ferramentas que auxiliam a tomada de decisões ótimas no que diz respeito ao abastecimento energético pelos consumidores industriais, mas salienta a falta de literatura técnica explorando esta área. Segundo Conejo, Fernández-González e Alguacil (2005) há pouca literatura disponível no que tange a forma de contratação de energia por consumidores de larga escala. Eles ainda salientam que a literatura técnica é rica em modelos de análise de risco focados nos produtores de energia. Em ambos

trabalhos, Carrión *et al.* (2007) e Carrión (2008), os autores também afirmam que a literatura da área esta rica em trabalhos direcionados a produtores, distribuidores e comercializadoras, mas poucas referências exploram como os consumidores industriais gerenciam a aquisição de suas energia elétrica. O trabalho de Zare *et al.* (2010) destaca que poucos métodos e trabalhos tem sido endereçados aos consumidores.

Com o aumento das possibilidades de contratação dos consumidores finais, em especial aqueles de porte industrial, e da capacidade de alguns em realizar investimentos na geração própria de energia (autoprodução), a ausência das citadas metodologias de gestão de risco para auxílio à tomada de decisão tem levado a composição de portfólios de suprimento de energia baseados apenas na heurística dos gestores dessas empresas. Isso torna o processo decisório pouco transparente aos acionistas e leva, em vários casos, a decisões pouco otimizadas e a níveis de risco superiores aos desejados.

A fim de possibilitar a participação ativa dos grandes consumidores industriais de energia elétrica neste marco regulatório, faz se necessário desenvolver ferramentas para tomada de decisão para gerir a aquisição da eletricidade e montagem de portfólios ótimos destes eletrointensivos (KIRSCHEN, 2003).

No caso específico do Brasil, as grandes empresas que demandam quantidades elevadas de energia elétrica para a produção de seus bens, e que em alguns casos o custo desta eletricidade chega a até quarenta por cento do custo total de fabricação, podem compor seu portfólio de suprimento a partir de três opções de contratação: parcela contratada bilateralmente no mercado livre, contratação regulada e investimentos em geração própria, conhecida como autoprodução de energia elétrica. Cada uma dessas opções possui incertezas associadas aos seus custos, fazendo com que a decisão de composição do portfólio se baseie não em valores determinísticos, mas sim em funções de probabilidade, que representam a ocorrência de diferentes cenários de afluência, preços de combustíveis, valores de investimento e outras tantas premissas que podem ser modeladas.

Assim, a proposta do trabalho é a de desenvolver uma metodologia baseada em três etapas distintas conhecida por três M's de Pflug e Romish (2007) separadas em modelagem (*Modeling*), medição (*Measuring*) e gestão (*Management*), que permita um gerenciamento de risco para a tomada de decisão mais eficaz na contratação de eletricidade de um consumidor eletrointensivo. Este processo levará em consideração as regras estabelecidas na legislação do setor elétrico brasileiro e o perfil de risco da empresa estudada, que pode ser mensurado através de métricas como o *VaR* (*Value at Risk*) e o *CVaR* (*Conditional Value at Risk*).

Tal metodologia auxiliará primordialmente o complexo processo de modelagem das formas de suprimento e contratação neste novo ambiente, elucidando os custos inerentes a cada forma de aquisição da eletricidade. Além disso, auxiliará os executivos a tomar a melhor decisão entre as possibilidades de contratação existentes, compondo e optando por portfólios que vão gerar a melhor relação custo-risco. Tudo isso baseado no perfil de risco assumido pela empresa em estudo a fim de mitigar sua exposição a grandes perdas.

1.3 Estrutura do Trabalho

O capítulo dois, a seguir, visa primordialmente contextualizar o ambiente de estudo em que o trabalho foi aplicado, conhecido por mercado de energia elétrica. Pontos chave do setor foram descritos nesse capítulo como seu histórico, como a forma que a reestruturação do ambiente ocorreu até o presente momento, apresenta os agentes do setor, os ambientes de contratação e, principalmente, o preço de liquidação das diferenças (PLD).

No capítulo três é apresentado como são feitas as negociações no ambiente livre do mercado de eletricidade, quais são os principais contratos negociados entre os agentes nos moldes de derivativos e um breve paralelo entre o mercado de eletricidade e o financeiro.

O quarto capítulo fundamenta a gestão de riscos em mercados de energia elétrica. Aborda também o processo decisório em situação de incerteza, que introduz a revisão feita sobre conceitos, gestão e métricas de risco.

No capítulo cinco é discutido o método de pesquisa do trabalho.

Em seguida, no capítulo 6, é apresentada a metodologia que será a base para a resolução do problema. É nesse momento que o trabalho faz a sua maior contribuição, em cada uma das distintas etapas e sub etapas que serão apresentadas e apresenta a análise de resultados.

Para finalizar, a conclusão pode ser lida no capítulo 7, onde será apresentado o fechamento da dissertação e outros pontos de vista fundamentais juntamente das sugestões para trabalhos futuros.

2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

A desregulamentação do mercado de energia elétrica como um todo trouxe competição para o setor que anteriormente era balizado por um ambiente monopolístico, onde o risco de perdas era bem menor do que o do atual cenário. Este novo mercado é extremamente volátil, comparado com qualquer outro mercado, seja ele de seguros, financeiro ou commodities (VEHVILAINEN e KEPPO, 2002). Agora, a eletricidade é negociada como se fora um ativo financeiro ou commodity, entretanto seus preços são substancialmente mais voláteis devido a suas características específicas (LIU e WU, 2007).

Nesse ambiente competitivo, a gestão desses novos riscos passou a ser um assunto primordial, já que quando geridos podem trazer benefícios e melhores decisões aos executivos, para que esses possam entregar melhores resultados a seus acionistas. A oportunidade de ganhos que a liberalização dos mercados proporcionou aos investidores em energia e aos grandes consumidores, pode causar um impacto muito positivo nos resultados destes “*players*”.

A liberalização desse ambiente trouxe mudanças na maneira de comercializar seu produto principal em mercados de curto prazo e até a utilização de derivativos, de certa forma parecidos aos que são utilizados nos mercados financeiros, mas customizados a este novo modelo. A impossibilidade de estocagem da eletricidade junto dos efeitos da sazonalidade, por exemplo, faz com que as transações comerciais nesse mercado sejam muito mais complexas (VEHVILAINEN e KEPPO, 2002).

O processo de reestruturação nos mercados de energia elétrica são processos contínuos que devem ser permanentemente revisados e que caminha desde os campos mais técnicos dentro de áreas como engenharia e economia chegando aos aspectos legais e políticos. Para que se obtenha sucesso, é necessário que estas áreas estejam em sinergia (OUTHRED, 2007). Um autoprodutor, por exemplo, que queira investir em uma planta de geração, deve entender que precisa conhecer minuciosamente conceitos de engenharia econômica, questões técnicas, ambientais e legais para que tenha seu projeto liberado para início de obras. O risco regulatório e o risco burocrático de se iniciar um projeto como este tem de ser considerado.

A desregulamentação do mercado brasileiro de energia elétrica ocorre em um contexto onde, mercados de eletricidade nos principais países do mundo já haviam passado por esse processo (ANDERSON, 2009). O trabalho de Anderson (2009) faz um importante compilado da reestruturação de importantes mercados ao redor do mundo como Reino Unido, Espanha, Alemanha, Austrália e Estados Unidos. Além disso, Anderson (2009) apresenta um

importante tópico abordando dez lições que podem ser aprendidas com a reestruturação dos mercados de eletricidade ao redor do mundo, com algumas críticas aos modelos existentes e apontando os reais resultados com todas as mudanças ocorridas. Fu e Wang (2008) abordam os novos modelos de mercados de energia elétrica implementados nos países emergentes e em desenvolvimento conhecidos por BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China). Este é um termo cunhado em 2001 pelo chefe de pesquisa em economia global do grupo financeiro Goldman Sachs, Jim O'Neill, e refere-se aos países que estão se destacando pelo rápido crescimento de suas economias.

Como cada um destes países citados possui particularidades, seja na matriz de geração seja nas políticas de energia, foram adotadas muitas formas de reestruturação e desregulamentação para estes mercados, dependendo da localidade e que se enquadrassem as peculiaridades de cada um. O Brasil, por exemplo, apresenta uma matriz de geração predominantemente renovável, sendo que a geração interna hidráulica responde por um montante superior a 70% da oferta de eletricidade (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2010). Sendo assim, o quesito formação de preços é altamente influenciado pela ocorrência ou não de chuvas, diferentemente de um país onde a eletricidade é gerada predominantemente por termoelétricas.

Como apontado no trabalho, o processo de mudança do Sistema Elétrico Brasileiro é recente e a existência desse processo ao redor do mundo vem sendo de extrema importância para que o mercado brasileiro se desenvolva, adotando como exemplo as boas práticas existentes e procurando adaptá-las ao nosso modelo, desde que viável. Entretanto características regionais e geofísicas desses mercados fazem com que a gestão de riscos, a formação de preços, o planejamento da expansão e a regulação sejam processos totalmente específicos e locais.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

2.1.1 Um Breve Histórico

O setor elétrico nacional teve um grande impulso a partir da década de 70, com a publicação da lei número 5.655 / 71, que implantou o regime de cobrança de tarifas, cuja premissa básica estabelecia a cobrança de valores a partir do consumo, que cobririam os custos de geração, transmissão e distribuição, além de uma remuneração ao ano (CCEE, 2009).

Com a existente disparidade entre os custos de geração e distribuição, as empresas do setor disponibilizavam no fim de seus anos fiscais balanços deficitários, fazendo com que o governo interviesse mais uma vez (Decreto - Lei nº 1.383/74), adotando um mecanismo de equalização tarifária. Tal medida determinava que empresas com lucro, deveriam transferir recursos para aquelas que apresentassem prejuízos (CCEE, 2009).

A década de setenta trouxe os primeiros sinais de crise no padrão de intervenção estatal. O risco regulatório e as comuns intervenções do poder público já podiam ser vistos ali. De um modo geral, o setor de infra-estrutura sofreu um processo de deterioração de seus desempenhos econômicos, gerando fortes críticas por parte dos consumidores, seguidas de pressões pela privatização desses serviços. Esta conjuntura teve início nos países industrializados, e logo se manifestou nos países em desenvolvimento (DE PAOLI e FINON, 1993).

O modelo do setor elétrico brasileiro até o ano de 1995 foi formado por empresas verticalizadas, em sua maioria estatais, que abrangiam atividades de geração, transmissão e distribuição sendo que o capital direcionado a investimentos para estes segmentos provinham de financiamentos através de recursos públicos. Nesse modelo, as atividades relacionadas à energia elétrica eram balizadas por um ambiente monopolístico, não havendo competição, com todos consumidores cativos, mercado totalmente regulado e tarifas em todos os segmentos (CCEE, 2009).

Nesse ambiente, à medida que os anos iam passando, o setor começou a apresentar necessidades de mudança, já que investimentos em expansão foram reduzidos. A revitalização do setor era necessária e o governo federal publicou a lei número 8.631 / 93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores com objetivo de estancar dificuldades financeiras das empresas, marco inicial da reforma do SEB (CCEE, 2009).

A lei número 9.074 / 95, que inseriu a iniciativa privada no setor de geração de energia com a criação do Produtor Independente de Energia (PIE), permitiu a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia. Tal lei também passa a estabelecer os primeiros sinais de competição no setor com a criação do conceito do consumidor livre, agente que ao atender os requisitos da legislação vigente, tem a liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica, seja este uma geradora ou uma comercializadora (CCEE, 2009).

De uma estrutura rígida comercial, onde os contratos eram praticamente de adesão, o mercado migrava para um ambiente onde a competição e as flexibilidades imperam (CARNEIRO, 2001).

No ano de 1996 foi implementado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo MME (Ministério de Minas e Energia), contando com a participação de técnicos brasileiros especializados na área, bem como a participação da empresa inglesa de consultoria Coopers & Lybrand. Este projeto definiu as bases conceituais que deveriam nortear o desenvolvimento do setor elétrico nacional (CCEE, 2009).

As diretrizes básicas foram a inserção de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia e a introdução de novos mecanismos de regulação econômica nas atividades, consideradas como monopólio natural, de transmissão e distribuição de energia. A competição na geração, como já citado acima, induziu a criação de novos agentes, como consumidores livres, produtores independentes e comercializadores, enquanto outros grupos, já existentes, aumentaram significativamente sua atuação, como tem sido o caso dos autoprodutores de energia (CCEE, 2009). Este novo ambiente competitivo demanda ferramentas e metodologias para gestão e avaliação dos riscos contratuais inerentes aos novos processos, além de ferramentas que auxiliem os tomadores de decisão já que, principalmente, o preço da eletricidade, se tornou ainda mais volátil (LIU e WU, 2007). Chiu, Chuang e Lai (2009) ressaltam que o processo de desregulamentação do mercado de energia faz com que a utilização de ferramentas, metodologias e sistemáticas para gestão do risco se torne uma atividade crucial.

Dentro do processo, foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador para o sistema elétrico (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE) (CCEE, 2009).

O projeto foi concluído em 1998 e definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Os três objetivos principais desse novo modelo eram (CCEE, 2009):

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária (tarifas viáveis para o consumidor e capazes de assegurar retorno satisfatório do investimento);

- Promover a inserção social no Sistema Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização do atendimento (Programa “Luz Para Todos”, por exemplo).

Após a grave crise de abastecimento de energia ocorrida no ano de 2001 que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica, foi constituído em 2002 um comitê de revitalização do modelo do setor elétrico, que veio para adequar o arranjo em andamento, resultando em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico nacional.

Entre 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o SEB, sustentado pelas Leis número 10.847 / 04, 10.848 / 04 e pelo decreto número 5.163 / 04. Dentre as principais mudanças destaca-se a criação de uma instituição para dar continuidade às atividades da MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Na área de comercialização, dois ambientes foram criados para celebrar os contratos de compra e venda: O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Outra alteração significativa está relacionada à forma de realização de leilões (no ACR), que aboliu o critério de maior preço e passou a utilizar o critério de menor tarifa, colaborando para a modicidade tarifária ao consumidor cativo. Por fim, este modelo retomou a obrigatoriedade de todos os agentes apresentarem 100% de contratação, inclusive consumidores livres, havendo a possibilidade de aplicação de penalidades para os que não respeitassem este item (CCEE, 2009).

2.1.2 Agentes do SEB

A seguir o trabalho apresenta os agentes do Setor Elétrico Brasileiro, em conformidade com o modelo vigente, implementado em 2004 (CCEE, 2009):

- i. Geração:** É a categoria formada pelas concessionárias de Serviço Público de Geração, Produtores Independentes de Energia (PIE) e Autoprodutores. Todos os agentes de geração poderão vender energia tanto no ACR quanto no ACL. Eles possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Um adendo ao autoprodutor, aquele investidor em geração, que visa atender parte do seu consumo, ou até mesmo sua totalidade, podendo comercializar eventuais excedentes. No caso do auto suprimento parcial, o restante do seu consumo pode ser adquirido como consumidor cativo (por tarifa regulada da própria distribuidora onde está conectado) ou como consumidor livre (a preço de mercado). Sendo assim, o autoprodutor pode se

proteger da volatilidade dos preços da eletricidade e ainda receber algumas isenções legais, já que assume os riscos do investimento em geração.

- ii. Transmissão:** Estes agentes são responsáveis por gerir as redes de transmissão, podendo ser utilizadas por qualquer outro agente, desde que paguem pelas tarifas do uso do sistema de transmissão (TUST) ou de distribuição (TUSD).
- iii. Distribuição:** A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (Consumidores Cativos). Com o novo modelo, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.
- iv. Comercialização:**
 - a. Importadores: Importam energia para abastecer mercado interno;
 - b. Exportadores: Exportam energia para abastecer mercados vizinhos;
 - c. Comercializadores: Compram energia através de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia aos consumidores livres no próprio ACL ou aos distribuidores por meio de leilões no ACR.
 - d. Consumidores Livres: São consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores e comercializadores) por meio de livre negociação. Os consumidores livres deverão ser representados ou ingressar como agentes da CCEE para que sejam realizadas as operações de contabilização e liquidação dos contratos no mercado de curto prazo. Vale ressaltar que tal consumidor deve estar contratado na sua totalidade, com um ou mais fornecedores. Para que o consumidor possa se tornar livre ele deve atender a critérios vigentes e num primeiro momento, apenas aqueles com carga igual ou maior que 10.000 kW e tensão igual ou superior a 69 kV, puderam optar por comprar energia de um produtor independente de energia. A partir de julho de 1995, a opção foi ampliada para comprar de qualquer concessionária do SIN. Atualmente, a opção de escolha se estende a agentes com uma carga igual ou maior a 3.000 kW. Ou seja, para que o consumidor se torne livre basta uma demanda mínima de 3 MW de energia elétrica.

2.1.3 Ambientes de Contratação

O modelo do Setor Elétrico Brasileiro define que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em três ambientes de mercado: O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o mercado de curto prazo (CCEE, 2009).

O mercado de curto prazo liquida a diferença entre o contratado (ex-ante) e o demandado (ex-post) entre vendedores e compradores (CCEE, 2009).

A contratação no ACR, conforme a figura 2.1 tenta ilustrar, é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica também chamados de *pool* (CCEE, 2009).

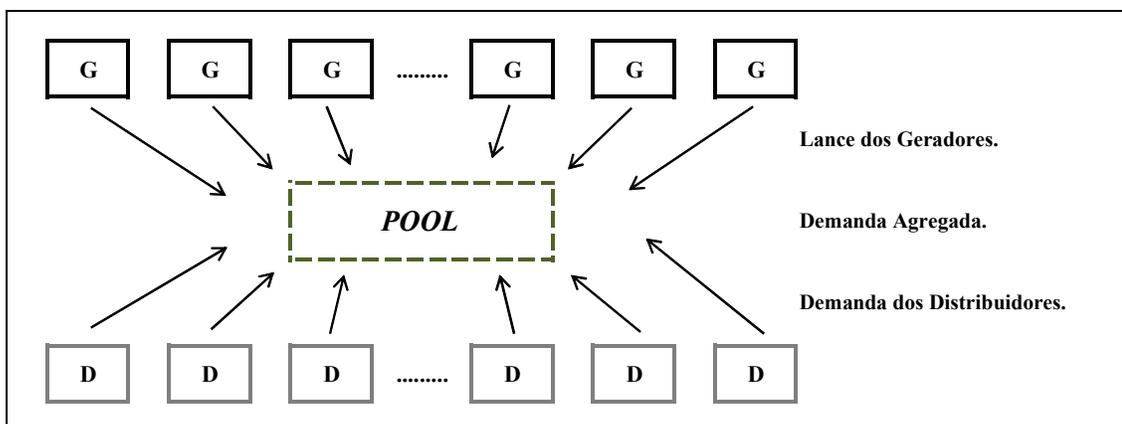


Figura 2.1 – Contratação no ACR.
Fonte: Ministério de Minas e Energia (2010).

A principal característica deste segmento de mercado é que toda a negociação da energia elétrica deve ocorrer através de licitações públicas com os contratos regulados previamente definidos (CCEE, 2009).

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais livremente negociados, definindo-se prazos, preços, ponto de entrega (especificação do submercado), volumes e cláusulas de *hedge*. A unidade básica utilizada em contratos de energia elétrica é o megawatt-hora (MWh), sendo seus preços negociados em reais por megawatt-hora (R\$ / MWh). Quando se divide a quantidade de energia contratada em um mês pelo número de

Relações comerciais neste mercado são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia e todos os contratos celebrados entre os agentes do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência dos contratos. Os preços não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais (CCEE, 2009).

Os valores de medições verificadas de geração e consumo são registrados na CCEE pelos agentes ou coletados diretamente através do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) (CCEE, 2009).

A partir dos dados e de medição registradas, a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo, valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Mais adiante o trabalho vai abordar a questão do PLD (CCEE, 2009).

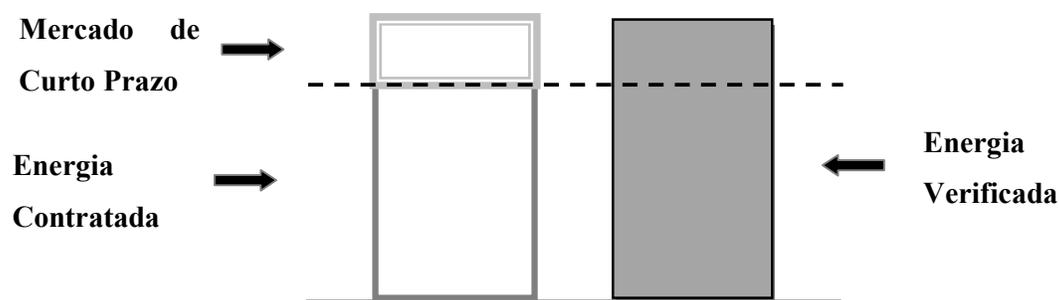


Figura 2.3 – Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo.
Fonte: CCEE (2010).

Com base nos montantes contratados e medidos é realizada a contabilização e são calculados os montantes negociados no mercado *spot* (curto prazo). Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças, conforme a figura 2.3 (CCEE, 2009).

2.1.5 Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL)

Os contratos de compra e venda de energia elétrica, bem como os dados de medição dos pontos de consumo e geração, são registrados na CCEE pelos agentes no SCL. O Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) é onde se efetua todos os cálculos previstos nas regras de

comercialização, permitindo a CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados (CCEE, 2009).

2.1.6 Penalidades

A aplicação de penalidades técnicas, instituídas no âmbito da CCEE e aprovadas pela ANEEL, conforme descrito na lei 10.848 / 04 tem o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de contratação e do lastro de energia definidos nas regras de contratação. Conforme o Decreto 5.163 / 04 determinou, os consumidores livres devem atender 100% de suas cargas em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE. O mesmo decreto estabelece que os agentes vendedores devem apresentar lastro para venda de energia e potência para garantir 100% de seus contratos (CCEE, 2009).

Quando os limites de contratação e lastro definidos nas regras de comercialização não são cumpridos, os agentes são notificados pela CCEE e estão sujeitos à aplicação da penalidade técnica (CCEE, 2009).

A falta de contratação de energia elétrica por parte dos consumidores livres é apurada e notificada mensalmente, com base na média das exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração. Esse modelo trabalha como se fosse uma janela móvel (CCEE, 2009).

Os valores das penalidades de energia são calculados multiplicando-se o consumo de energia não coberto, ou a venda de energia não lastreada, pelo maior valor entre o PLD médio e o valor de Referência (CCEE, 2009).

2.1.7 Preço de Liquidação das Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. Preço de curto prazo no mercado de energia elétrica é o principal fator de incerteza encontrado em modelos neste ambiente.

O PLD, também conhecido por preço *spot*, não é uma variável definida pelo mercado, mas por modelos matemáticos empregados, que otimizam a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) (SOUZA e LEGEY, 2009). Esses modelos levam em conta todas as peculiaridades do Sistema Elétrico Brasileiro que encontra o planejamento ótimo de geração que minimiza o custo esperado da eletricidade.

O comportamento do preço da eletricidade difere do comportamento de qualquer outra commodity. As características específicas da eletricidade demandam a utilização de mecanismos de *hedge* (WILLEMS e MORBEE, 2009). Razão disso é que a eletricidade é um

produto não estocável, e estoques geralmente também são utilizados para arbitrar preços ao longo do tempo (PARAVAN *et al.*, 2002). Outras importantes características dessa variável são (CARRIÓN, 2008):

- Média e Variância não estacionária;
- Alta sazonalidade;
- Alta volatilidade; e
- Alta participação de *outliers*.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (CCEE, 2009).

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos de economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas (CCEE, 2009).

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação (CCEE, 2009).

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga (leve, média e pesada) e para cada submercado (Sudeste / Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte) (CCEE, 2009). O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de

disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o supracitado Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal (CCEE, 2009). O CMO, para efeitos de simplificação, é o PLD.

O NEWAVE consiste em um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada mês dentro do período estudado, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios (CCEE, 2009).

É de extrema importância conseguir informações sobre preços futuros de energia elétrica para que as decisões sejam tomadas de maneira eficaz e os agentes do mercado consigam alcançar seus objetivos. A incerteza nos preços é algo totalmente indesejável e é a principal causa de volatilidade dos lucros ou custos atingidos pelos agentes participantes do mercado. Sendo assim, a utilização de derivativos como, por exemplo, contratos futuros, trabalham como ferramentas para proteger (“*hedgear*”) as incertezas inerentes (CARRIÓN, 2008).

Esses instrumentos financeiros utilizados no mercado de eletricidade são empregados para mitigar o risco inerente ao preço de curto prazo e variam de contrato para contrato. O trabalho vai apresentar alguns derivativos utilizados no mercado de energia.

3 Contratação em Mercados de Energia

A abertura do mercado de energia elétrica no Brasil possibilitou para seus agentes a formalização de dois diferentes contratos bilaterais. Físicos, onde basicamente demandas de energia elétrica são entregues em um prazo determinado junto de um preço também pré-estabelecido e financeiros, onde em alguns casos, o produto não é entregue e os contratos só são utilizados em troca de posições entre agentes com perfis de riscos diferentes (LIU e WU, 2007).

Hoje, um comprador que esteja enquadrado nas premissas de um consumidor livre, pode assinar um contrato bilateral com uma geradora para suprir parte de sua demanda por eletricidade. Contratos bilaterais são acordos estabelecidos entre duas partes fora do mercado organizado (CARRIÓN, 2008). No ambiente brasileiro o registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência dos contratos que devem ser declarados à CCEE.

Sendo assim, de uma estrutura rígida e comercial, onde os contratos eram praticamente de adesão, migrou-se para um ambiente onde a competição e a flexibilidade imperam. É neste ambiente que as decisões prevalecem pela maior viabilidade financeira e pelo maior retorno (CANEIRO, 2001).

Alguns contratos são herdados e adaptados dos modelos já utilizados no mercado financeiro e aparecem justamente para mitigar as incertezas nas carteiras de contrato de energia elétrica causadas, principalmente, pela volatilidade de seus preços. Utilizando um desses instrumentos financeiros, o agente adquire um compromisso entre o resultado econômico e o risco o qual está exposto (GARCIA, 2004).

O Mercado de energia elétrica tem a peculiaridade de ter variações de preços maiores que mercados como o de gás natural e petróleo, fundamentalmente, pelo fato da energia elétrica não ser estocável (COLLINS, 2002). Embora basicamente instrumentos financeiros são os mesmos em todos os tipos de mercados, o preço especial da eletricidade levou ao desenvolvimento de ferramentas de valoração de contratos específicos para tal ambiente (COLLINS, 2002; DENG e OREN, 2005; GUNN, 2008; TAKAHASHI, 2008).

Vale ressaltar que a utilização destes instrumentos distribui o risco entre os participantes do mercado como uma resposta à volatilidade dos preços. Daí o risco de um agente ser a oportunidade de outro (IEEE, 1999).

Além desta forma de gerir o risco mediante a divisão do mesmo entre os agentes, outras modalidades de gestão existem como, por exemplo, a baseada na dispersão do risco dentro de

carteiras de aquisição de energia (LIU e WU, 2007). O consumidor de grande escala de eletricidade visa adquirir - lá de maneira diversificada para formar um portfólio de aquisição a fim de reduzir os custos e os riscos de sua carteira. O método proposto por Markowitz em 1952 para diversificação de ativos é muito utilizado em mercados financeiros. A teoria de portfólio moderna é fortemente influenciada por Markowitz apesar de seu modelo ser criticado por utilizar a variância como medida de risco e apresentar resultados empíricos de baixa qualidade (BRUNO, 2008). O próximo tópico tratará o assunto risco com mais profundidade.

De volta aos instrumentos financeiros e a alta volatilidade dos preços da eletricidade, surgem os derivativos, nome este recebido já que o preço desses contratos deve derivar do preço do ativo que está sendo negociado (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; REICHELDT *et al.*, 2001). Estes mecanismos oferecem proteção contra movimentos adversos de preço. Um derivativo é um contrato e as inovações financeiras são as formulações de diversos contratos que se adequam a diferentes demandas. As demandas podem ser tanto de proteção contra possibilidade de perdas, como especulações sobre a volatilidade dos mercados. Com o uso de derivativos, o consumidor livre pode ter a oportunidade de comprar sua demanda de eletricidade a um preço estável (GUNN, 2008).

O fato é que o uso deste instrumento de maneira eficiente faz com que o tomador de decisão para os contratos de energia de empresas eletrointensivas, mensure os seus riscos e defina suas condições a partir do perfil de risco estabelecido por esta organização. É evidente que para isso ele precisará de meios necessários a sua gestão (DAHLGREN, LIU e LAWARRÉE, 2003; DENTON *et al.*, 2003).

Os derivativos podem ser transacionados basicamente sobre dois tipos de ambientes: os mercados organizados (*Organized Derivatives Exchange – ODE*) e os mercados de balcão (*Over the Counter Market – OTC*) (FELIZZATI, 2008). No mercado de balcão, basicamente, as partes negociam entre si, sem local fixo de encontro e com baixa transparência na divulgação de preços. No caso brasileiro os derivativos são negociados exclusivamente nos mercados de balcão. Os instrumentos negociados no balcão são customizados e com grande flexibilidade na negociação dos itens do contrato (GUNN, 2008).

Em seu livro, Pilipovic (1998) ressalta que os gestores de grandes empresas utilizam este mercado para moldar seus contratos para que estes se enquadrem ao perfil de risco desejado, assegurando resultados por horizontes de tempo maiores e impondo também flexibilidades para não perderem oportunidades de ganho. É imprescindível que exista um mercado de curto

prazo (*spot*) funcionando com liquidez para que um mercado derivativo de energia elétrica possa operar.

O mercado *spot* registra as negociações realizadas por meio de contratos *spot* que tem como característica principal a entrega imediata e incondicional do ativo. O preço de curto prazo (PLD) será a referência para análise do retorno esperado para todos os outros tipos de contratos, pois este fornece o valor “à vista” do ativo negociado. Ou seja, o valor a ser pago por estes contratos derivam do valor de referência no curto prazo (ARFUX, 2004).

A seguir são apresentados os principais tipos de contratos derivativos. O trabalho de Liu, Wu e Ni (2006) apresenta um bom estudo sobre estes diversos contratos e, alguns desses, modelados especialmente para o mercado de energia elétrica.

3.1 Contratos Futuros

Os contratos futuros são instrumentos utilizados como *hedge*, com a estratégia de mitigar os riscos envolvidos na transação. Os primeiros contratos futuros estabelecidos no mercado de energia elétrica foram utilizados em 1995 na Noruega e 1996 pelo *NYMEX (New York Mercantile Exchange)* nos Estados Unidos da América (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006; TANLAPCO, LAWARRÁA E LIU, 2002).

Um contrato futuro é um acordo padronizado de compra ou venda de uma *commodity* específica (neste caso eletricidade), em uma data específica no futuro, local de entrega e com um preço particular, conhecido por preço futuro (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006; TANLAPCO, LAWARRÁA E LIU, 2002).

A maioria dos contratos futuros são meramente utilizados como veículos financeiros que não pretendem entregar o produto (eletricidade). Menos de 2% dos contratos futuros terminam em entrega física. Normalmente eles são liquidados antes do dia de entrega, estabelecido a um preço igual à diferença entre o preço futuro e o preço *spot* no dia da liquidação (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006; TANLAPCO, LAWARRÁA E LIU, 2002).

3.2 Contrato *Forward* ou a Termo

Um contrato *forward* é definido como um acordo de entrega de um ativo em uma estabelecida data futura, um preço de entrega e em um local específico. No momento da entrega, a diferença entre os preços *spot* e o preço acordado representa o benefício para uma das partes e a perda para a outra (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006).

Este tipo de contrato é estabelecido entre as partes negociantes (exemplo: comercializadora de energia elétrica e consumidor) e não em mercados financeiros. Outra característica fundamental é que não se pode liquidar a posição em qualquer momento como é o caso dos contratos futuros. Para ocorrer uma modificação antes da data estabelecida (maturidade) é necessário que um acordo seja feito por ambas as partes (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006).

3.3 Opções

A Opção é um derivativo que proporciona ao comprador do contrato o direito de compra (*call*) ou venda (*put*) a um preço específico (*strike price*) e em uma determinada data futura (HULL, 2006). O comprador da opção tem o direito, mas não tem a obrigação de liquidar o contrato. O privilégio desta escolha é concedido através do pagamento de um prêmio antecipado, que deve remunerar a exposição do lançador (vendedor) ao risco de variação no preço do ativo. O prêmio é uma pequena fração do preço da opção do ativo. Este prêmio não é recuperado em caso algum. Se o portador de fato comprar a opção, ele exerce a opção. As opções são contratos padronizados que podem ser negociados em mercados financeiros e entre duas partes conforme os contratos *forward*. Dentre os contratos de opções mais comuns, temos (ARFUX, 2004; FELIZATTI, 2008; GARCIA, 2004; GUNN, 2008; LIU, WU E NI, 2006):

- Opção Americana: O direito de compra ou venda adquirido pode ser exercido em qualquer momento durante a vida da opção.
- Opção Européia: O direito descrito acima deve ser exercido apenas na data de vencimento do contrato.
- Opção Asiática: Uma das opções mais utilizadas no mercado de energia. Neste tipo de opção, a decisão se ocorrerá ou não exercício é tomada na data de expiração e o preço que se liquida o ativo depende do valor médio deste durante a vida da opção. Este valor médio de período deve ser acordado entre as partes, podendo ser mensal, semanal ou qualquer outro período.
- Opção *swing*: é a opção que permite ao detentor do ativo variar o volume contratado dentro de limites predeterminados.

3.4 Contratos Swaps

Um contrato *swap* é um acordo feito entre duas empresas para troca de fluxos de caixa. Este tipo de contrato possui muitas variações, sendo que uma bastante aplicável ao mercado

de energia elétrica pode ser feita entre preço fixo e preço flutuante da *commodity* (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006). Então, um determinado agente que tenha um contrato de energia indexado a preço flutuante encontra outro agente com uma maior propensão ao risco, estando disposto a assumir a flutuação recebendo em troca um pagamento fixo. A troca ocorre e vale ressaltar que é apenas uma operação financeira entre as partes. Resultado disso é que o agente que detinha o preço de energia flutuante se vê livre do risco ao assumir um pagamento fixo para outro agente, e este assume a flutuação em troca de uma remuneração direta de um percentual em dinheiro. Outro tipo de *swap* muito comum em mercados de energia elétrica é o de submercados. Neste arranjo, determinados agentes escolhem trocar a exposição em um específico submercado por outro (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006).

Para ocorrer um *swap* é necessária a participação de dois agentes com perfis de risco ou necessidades diferentes (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004; LIU, WU E NI, 2006).

3.5 Contratos Collar

Esta é uma modalidade de contrato utilizada nos mercados mais evoluídos de eletricidade e no Brasil já são negociados a partir de comercializadoras. Neste tipo de relação, o comprador da energia procura reduzir a margem de flutuação do preço de curto prazo estabelecendo um teto (*cap*) e um piso (*floor*), reduzindo a volatilidade do preço e atendendo o interesse das duas partes envolvidas (ARFUX, 2004; GARCIA, 2004).

A figura 3.1 apresenta a variação de risco de contratos tanto para o comercializador quanto para o consumidor e esclarece o que vem a ser um contrato do tipo *collar*.

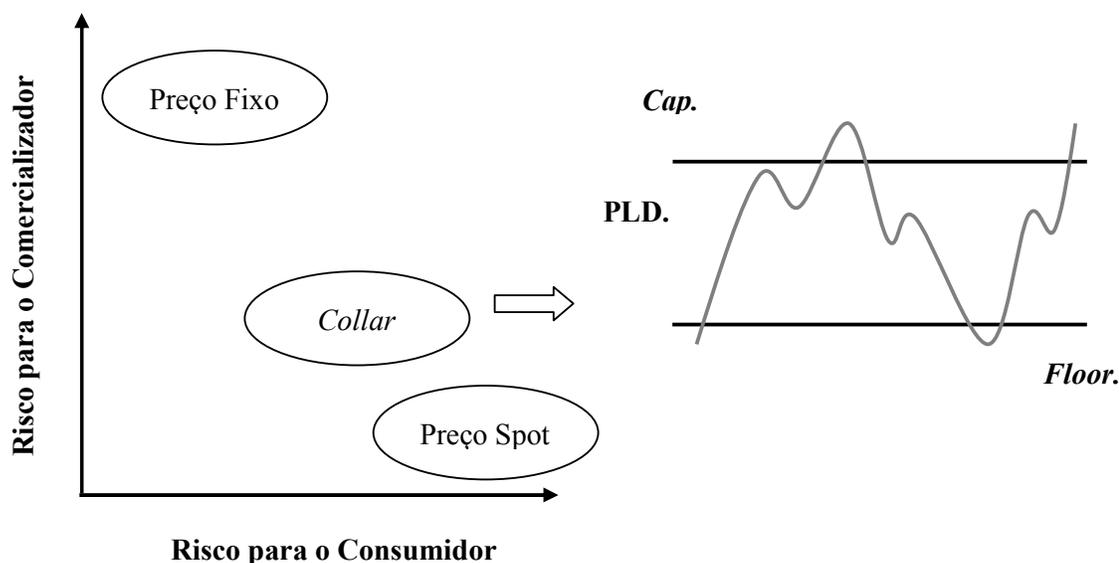


Figura 3.1 – Risco dos Contratos e Desempenho *Collar*.
Fonte: Adaptado Garcia (2004).

3.6 Contratos para Consumidores Industriais

Antes da desregulamentação dos mercados de energia os contratos de fornecimento de eletricidade eram firmados a partir de um preço fixo, já que não havia tanta flexibilidade envolvida no processo como ocorre hoje. A inserção desta variável fez com que os agentes passassem a ter uma possibilidade maior de contratação, podendo montar carteiras de modo a diversificar as formas de aquisição visando à redução de sua conta de luz (DOUGLAS, 1994).

O que ocorre é que com as novas formas de aquisição, além dos consumidores conseguirem preços apropriados a seu perfil de compra, eles assumem um risco, que é dividido com outros agentes, como as comercializadoras, por exemplo. Para que essa ação não torne a situação onerosa fazendo o tomador de decisão optar por carteiras baseadas na sua heurística ou conhecimento do processo, deve se existir uma gestão cautelosa do risco envolvido de acordo com o perfil declarado da empresa (GARCIA, 2003). Este tipo de situação torna-se complexa pela presença de incertezas, principalmente a do preço neste mercado, e fica como tarefa deste trabalho apresentar uma solução para o agente consumidor.

Os contratos utilizados no mercado de energia elétrica são basicamente oriundos dos mercados financeiros. É claro que existem adaptações e novos modelos, mesmo porque os ativos negociados são diferentes. Além disso, os problemas de otimização no mercado financeiro visam unicamente as carteiras de contratos para a tomada de decisão ótima, enquanto nos mercados de eletricidade o habitual é aplicar uma gestão não só nos contratos de compra de aquisição do produto mas também na operação de seus ativos, no caso da

autoprodução. Os financeiros são mercados mais maduros que os de energia elétrica e bem menos complexos. O trabalho apresenta a tabela 3.1 com as principais diferenças entre esses dois ambientes (PILIPOVIC, 1998):

Vetor	Mercado Financeiro	Mercado de Energia Elétrica
Maturidade	Muitas Décadas	Novo
Indutores de Preço	Poucos e Simples	Muitos e Complexos
Impacto de Ciclos Econômicos	Alto	Baixo
Sazonalidade	Nenhuma	Presente
Regulação	Pequena	Alta
Liquidez	Alta	Baixa
Complexidade dos Derivativos	Baixa	Alta

Tabela 3.1 – Diferenças entre o Mercado Financeiro e o Mercado de Energia Elétrica.
Fonte: PILIPOVIC (1998).

Nos trabalhos de Kaye, Outhred e Bannister (1990), Gedra (1993) e Liu, Wu e Ni (2006) são abordados alguns contratos especialmente customizados para o mercado de energia elétrica a partir de derivativos existentes nos mercados financeiros. Um exemplo interessante destes contratos é o *Optional Forward Contract* que inclui um contrato denominado *callable forward* e outro conhecido por *putable forward*. Tais contratos foram criados a partir de dois instrumentos derivativos: os contratos futuros e as opções. A utilização desses contratos demandam maturidade do ambiente em estudo.

Cada mercado de energia tem uma realidade, variando de país para país de acordo com as características dos sistemas de eletricidade, já mencionadas e descritas. No capítulo que trará a modelagem serão apresentados os contratos que a dissertação utilizará na formação da carteira utilizada pela empresa em estudo. Tais contratos são validados por profissionais que negociam em comercializadoras de eletricidade e possuem vasta experiência nesse tipo de transação. Serão apresentadas variações de instrumentos a partir de contratos negociados a preço fixo e a preço *spot*. Estes instrumentos vão desde risco baixo para contratos a preço fixo até aqueles totalmente vinculados ao preço *spot* carregados com uma maior volatilidade (GARCIA, 2004). Serão contratos nos moldes derivativos customizados ao trabalho e ao mercado de estudo.

4 Gestão de Riscos em Mercados de Energia

4.1 O processo decisório em situação de risco e incerteza

Diz-se que uma decisão está sendo tomada em um ambiente de risco quando a incerteza associada ao possível acontecimento de um evento pode ser mensurada por meio de uma distribuição de probabilidades (MAGRO, 2008).

A necessidade de conhecer informações futuras sobre o que pode ocorrer com, por exemplo, preços de ativos financeiros e commodities, sempre acarretam em problemas com incertezas atreladas a decisões que devem ser tomadas a partir da modelagem destas. Em tomadas de decisão feitas no mundo real, a presença de dados desconhecidos é invariavelmente notória, ou seja, informações perfeitas sobre acontecimentos futuros, não existem. Tal falta de informação é comum em problemas dentro das mais diversas áreas, como engenharia, economia, finanças, logística, telecomunicações e etc. No mercado de estudo as coisas não são diferentes. O preço da energia é o principal fator de risco neste setor a partir da conhecida volatilidade que carrega. Entretanto decisões precisam ser tomadas mesmo que exista falta de informações no processo (CARRIÓN, 2008). Sendo assim o desenvolvimento de metodologias que auxiliam o processo decisório, por mais simples que seja, já o torna mais confiável.

Com a liberalização dos mercados de energia elétrica em todo mundo, a necessidade por metodologias de tomada de decisão se tornou primordial. Para fazer face às diversas variáveis de incerteza presentes nesse mercado, principalmente o supracitado preço da eletricidade, muitas modelagens vem sendo desenvolvidas nos últimos anos para os mercados de energia desregulamentados (MOST e KELES, 2009). Faz parte do objetivo principal deste trabalho desenvolver uma metodologia que auxilie gestores em suas tomadas de decisões frente à gestão de risco na aquisição de energia elétrica pelas empresas que comandam e assim, entregar valor aos acionistas aos quais representam. Com esse tipo de metodologia implementada, o decisor deve se sentir muito mais seguro para optar por uma ou outra carteira já que está municiado de informações embasadas.

Sendo assim o ponto chave da questão é que decisões precisam ser tomadas para que se gerenciem, neste caso, o risco das carteiras de aquisição de energia elétrica, independente das incertezas presentes.

Pode se analisar um processo de decisão sob duas abordagens: uma abordagem intuitiva e outra formal. A formal ocorre em caso de decisões complexas em problemas que são

expressos através de relações lógicas ou modelos matemáticos. A abordagem intuitiva se baseia na heurística do executivo que direciona sua decisão baseado na ocorrência rotineira de um determinado fato. Existem fatores que podem ser preponderantes para que a abordagem utilizada seja a formal (HOLLOWAY, 1979):

1. Grande número de variáveis;
2. Mais de um tomador de decisão;
3. Múltiplos critérios;
4. Incerteza.

Carrion (2008) afirma que tomadas de decisão sob incerteza motivam a utilização de modelos de programação estocástica. Como publicado no site *The Stochastic Programming Community*, programação estocástica é uma sistemática para modelar problemas de otimização que envolvem incertezas. Dixit e Pindyck (1994) descrevem um processo estocástico como uma variável que se desenvolve no tempo de uma maneira que é, pelo menos, parcialmente aleatória e imprevisível e, sendo assim, o preço *spot* no mercado de energia elétrica é um exemplo de processo estocástico. Ainda segundo Carrión (2008), os processos estocásticos são baseados no conhecimento de funções de distribuição das variáveis desconhecidas. Para García (2004) um problema que envolve incerteza dificulta e em alguns casos inviabiliza a busca pela solução deste. Além disso, problemas que demandam tomada de decisão, estabelecem uma relação entre os vetores, resultado esperado e risco associado.

Logo, um consumidor industrial de grande porte espera reduzir o custo de seu abastecimento energético assumindo um risco aceitável.

Para Pflug e Romisch (2007), atividades econômicas não são completamente conhecidas em períodos futuros. Estas incertezas são inerentes em todos os planos de negócios e análises de investimentos, e para um correto processo de decisão é preciso quantificar riscos e incertezas através de modelos probabilísticos. Para estes autores um bom processo de decisão torna-se eficaz quando se utiliza uma metodologia conhecida por três “M’s”: modelagem (*modeling*), medição (*measuring*) e gestão (*management*) do risco. Reichelt *et al.* (2001) também afirmam que um bom processo decisório deve ser tratado em três fases. A primeira envolve os fatores de risco mais significativos de acordo com o problema a ser tratado. Na segunda fase, quantificam-se as perdas máximas através de ferramentas e métricas e, uma vez medido este risco, define-se as melhores decisões a adotar.

A seguir, está descrita mais detalhada, a metodologia proposta por Pflug e Romisch (2007).

- Modelagem: Esta primeira etapa consiste em encontrar a mais apropriada distribuição de probabilidade para os fatores de incerteza que vão afetar as tomadas de decisão. A modelagem é uma etapa crucial. Uma modelagem feita de forma equivocada compromete a qualidade das decisões a se tomar. Normalmente existem três fontes de informação para estabelecer o modelo de probabilidade dos fatores de risco:
 - a. Dados Históricos: Baseado em dados históricos pode-se construir uma distribuição de probabilidades, que atribui para cada dado, probabilidade de ocorrência. Tal distribuição é chamada de empírica. Esta maneira simples de modelar é executada por gestores de risco, entretanto ela não leva em consideração, tendências e mudanças no longo prazo.
 - b. Considerações Teóricas: Baseadas em processos estocásticos.
 - c. Opiniões de “*experts*”: “*Experts*” devem ser questionados sobre possíveis cenários e a possibilidade de ocorrência, expressa em probabilidade.
- Medição: A escolha pela medida de risco apropriada é fundamental para a tomada de decisão final correta. Algumas métricas serão apresentadas a seguir.
- Gestão: Última etapa desta metodologia que, auxilia o processo com as melhores decisões a partir dos resultados encontrados nas etapas anteriores.

4.2 Conceitos de Risco e sua Gestão

O novo modelo do mercado de energia elétrica no país inseriu outros riscos no setor, tornando as variáveis envolvidas como, por exemplo, o preço, mais voláteis. Esse novo cenário faz com que os agentes, mais especificamente para este trabalho, os consumidores industriais eletrointensivos, adotem formas de identificar, mensurar e gerir os seus riscos inerentes ao mercado que estão inseridos. Dahlgren, Liu e Lawarrée (2003) afirmam que a grande volatilidade nos preços de energia elétrica no curto prazo neste novo modelo de mercado, demanda uma gestão dos riscos presentes ainda mais acurada.

Mín, Liu e Ni (2006) definem risco como o perigo que um agente do mercado está exposto devido às incertezas que estão presentes. García (2004) descreve risco como a falta de certeza de um resultado econômico. De um modo geral, o risco pode ser associado a perda, provocada por uma exposição diante de incertezas, ou, do ponto de vista financeiro, como uma medida universal, que deve ser aplicada em todos os tipos de investimentos (DAMODARAN, 2002).

Entretanto, é importante frisar que a probabilidade de perda caminha junto da oportunidade de ganho quando os riscos envolvidos a uma atividade são identificados e controlados. Quando o risco é gerenciável a chance de conseguir o objetivo que se espera é ampliada (LIU e WU, 2007).

Tradicionalmente para a medida dos vetores risco e retorno, utiliza-se o desvio-padrão e o valor esperado destes retornos, respectivamente. O risco de um investimento define-se a partir da distribuição probabilística dos retornos deste investimento. O retorno esperado é a média da distribuição probabilística dos retornos e o risco seu desvio padrão. Quanto maior o valor desta métrica (desvio) maior a dispersão das expectativas de retorno em torno da média e, conseqüentemente, maior o risco (TORRES, 2006).

O risco (desvio-padrão) de uma carteira depende da correlação entre os retornos dos ativos integrantes, medida pelo coeficiente de correlação (ρ) que varia entre -1 e $+1$. O coeficiente mede o grau e a relação de dependência entre duas variáveis aleatórias (retornos dos ativos). No caso de correlação perfeita positiva ($\rho=+1$), não se consegue nenhuma diversificação com a combinação dos ativos. Quando $\rho=-1$, obtém-se o maior ganho de diversificação possível (TORRES, 2006).

Jorion (2000) definiu três tipos básicos de risco que as empresas atuais estão expostas:

- 1) Riscos operacionais: São riscos tomados para que a empresa crie vantagem competitiva adicionando valor para seus clientes;
- 2) Riscos estratégicos: Provenientes de mudanças econômicas ou políticas. Provem de fatores incontroláveis (externos) à empresa.
- 3) Riscos financeiros: Resultado de perdas no mercado financeiro devido à variação de variáveis como taxa de juros e câmbio.

Em mercados de energia elétrica há um foco maior no risco de mercado devido à volatilidade dos preços da energia. Como no Brasil a geração elétrica predominante utiliza recursos hídricos, há também uma grande dependência das afluências para a formação do preço final desta *commodity* e isso reflete diretamente na volatilidade dos preços (OLIVEIRA, 2006). Para Garcia (2004), além do risco de mercado (preço da eletricidade) existem outros tipos de riscos envolvidos neste ambiente, que estão listados abaixo:

- 1) Risco de Crédito: Uma das partes do contrato não cumpre com suas obrigações financeiras;
- 2) Risco de Liquidez: Impossibilidade de uma empresa se financiar;

- 3) Risco Regulatório: Constantes modificações nas regras do ambiente devido à pouca maturidade do mercado;
- 4) Risco de operação (tratado a seguir); e
- 5) Risco do modelo implementado: É necessário conhecer os limites dos modelos e saber interpretar os resultados para que as decisões tomadas a partir deste tenha a eficácia esperada.

Especificamente um consumidor industrial eletrointensivo pode investir em uma usina para autoprodução. Este consumidor lida com alguns fatores de risco separados em 3 grupos diferentes (GARCIA, 2004):

- 1) Risco de preço: flutuação nos preços do combustível, necessário a geração de sua energia autoproduzida.
- 2) Risco de quantidade ou volume:
 - i. Risco na falha de operação dos sistemas de produção ou nos sistemas de transporte;
 - ii. Risco por flutuações da demanda.
- 3) Risco de crédito e risco regulatório.

Com relação ao risco de operação temos a parada da linha de produção de sua própria fábrica, da rede elétrica ou da autoprodução. A falha de alguns destes sistemas se reparam no prazo de horas, sendo este, um fator de risco de curtíssimo prazo não influenciando o horizonte onde se valora contratos de energia.

O risco de crédito é muito pequeno e está envolvido mais na venda de possíveis excedentes da autoprodução. O produtor pode não receber de seus clientes. O contrato de venda para empresas de grande porte e solventes mitiga bastante este risco.

O risco de volume contratado não é muito impactante também, pois a demanda industrial é em geral muito estável. Não pode se comparar a volatilidade das quantidades demandadas com a volatilidade dos preços de energia no prazo de um ano.

Garcia (2004) também menciona que o risco de mercado é o mais estudado para modelos matemáticos que realizam a gestão do risco.

Conhecido os conceitos e os tipos de riscos existentes, os gestores devem buscar formas de gerir este risco em que estão expostos e mediante a esta situação ajustar sua política de tomada de decisão para evitar resultados não desejados. Em um mercado competitivo de eletricidade, é necessário e importante desenvolver um esquema apropriado para gerir os riscos envolvidos nas transações de energia elétrica a fim de reduzir o custo de aquisição desta

energia. A partir de simulações, diversificação de contratos, proteção, gestão de portfólios e utilizando a medida de risco apropriada, pode-se reduzir a probabilidade de perda e o custo envolvido (LIU e WU, 2007). Gestão do risco é o processo de atingir o resultado esperado, levando em consideração os riscos existentes, com uma estratégia específica para cada um deles (LIU e WU, 2007).

Munhoz (2008) ressalta que a compreensão do risco permite que agentes do setor que negociam contratos formulem estratégias conscientes para se protegerem do impacto de resultados adversos, e, ao fazê-lo, preparem-se melhor para lidar com a incerteza. Em síntese, os objetivos do gerenciamento de risco são:

- Melhorar o desempenho financeiro da carteira de contratos;
- Assegurar que a carteira não irá sofrer perdas inaceitáveis (associado ao perfil de risco estabelecido por cada organização);
- Promover uma maior estabilidade no fluxo de caixa da empresa.

Gerenciamento de risco consiste no processo de atingir o equilíbrio necessário entre o risco e o retorno utilizando uma estratégia específica. No ambiente financeiro existem duas formas de controlar o risco. Uma delas é utilizar *hedge* por meio de derivativos, por exemplo, a fim de controlar as possíveis perdas. A outra forma seria por meio da diversificação para reduzir a exposição aos riscos envolvidos de cada um dos ativos escolhidos para a carteira.

Nos mercados de energia elétrica, as duas formas podem ser utilizadas. Diversificar significa contratar energia de diferentes formas de contratação. Além disso é possível firmar contratos bilaterais com cláusulas de *hedge* que podem ajudar o comprador a se proteger e transferir o risco ao outro lado da transação. Além disso, é necessária a utilização de medidas de risco para determinar a exposição que o portfólio está suscetível. Uma medida comum e adequada ao problema em estudo é o *VaR* (LIU e WU, 2007).

A figura 4.1 auxilia a entender os elementos presentes na gestão eficiente dos riscos.

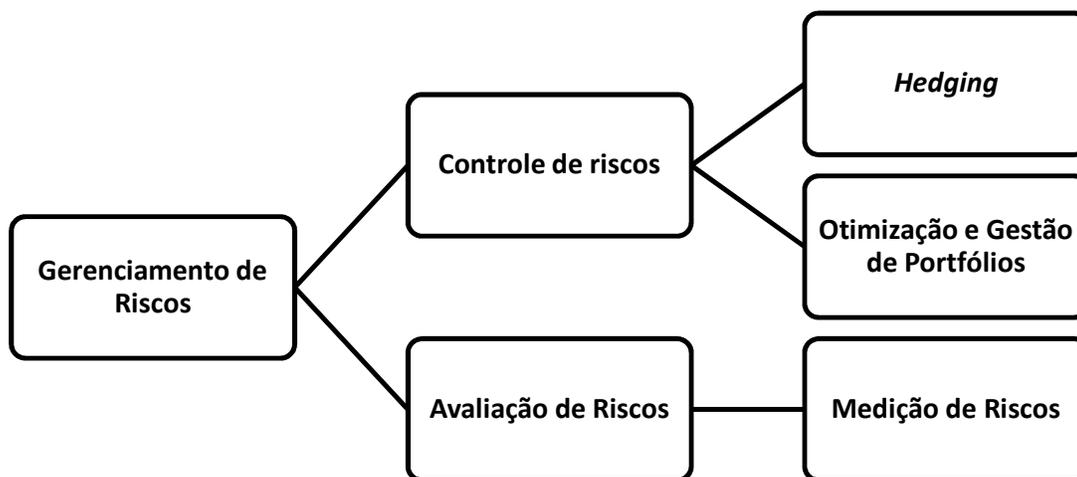


Figura 4.1 – Gestão de Riscos.
Fonte: MIN LIU e NI (2006).

Deng e Oren (2006) descrevem *hedge* como a utilização de instrumentos financeiros eficazes na cobertura dos riscos. Como bem ressaltado no trabalho, estes instrumentos podem ser descritos como derivativos que também ajudam a reduzir a exposição contra as incertezas presentes na negociação de eletricidade (MIN, LIU e NI, 2006).

No mercado de energia elétrica há o enfoque da negociação do produto eletricidade através do mercado de curto prazo, dos contratos futuros, bem como a utilização de instrumentos financeiros para negociação. No ambiente comercial deste mercado, a combinação destes enfoques pode ser utilizada e é conhecida por portfólio. Como já mencionado, a metodologia de controle de risco correspondente a este enfoque é chamada de otimização de portfólio (LIU e WU, 2007). A otimização de portfólios procura a melhor combinação de opções de aquisição e venda de energia dentre as possibilidades existentes, visando maximizar os benefícios dos participantes (MIN, LIU e NI, 2006). A teoria moderna do portfólio (*MPT – Modern Portfolio Theory*) é uma abordagem de auxílio à gestão dos riscos que se fundamenta na análise e avaliação de portfólios, baseada no *trade-off* risco-retorno propiciando uma diversificação eficiente, um portfólio ótimo (ELTON *et al.*, 2003; LIU e WU, 2007).

Markowitz é o pai da *MPT*. Em seu artigo publicado pelo *Journal of Finance* em 1952, Harry Markowitz introduziu o que seria a base para toda teoria de portfólios, citada acima.

Markowitz diz em seu trabalho que o tomador de decisão deve considerar o retorno como algo desejável e a variância como algo indesejável.

O modelo de Markowitz é uma ferramenta muito aceita no mercado financeiro por gerir os vetores risco e retorno em ambientes de carteiras de ativos ou no caso do trabalho, contratos. Há mais de cinquenta anos, quando o trabalho foi publicado, houve uma verdadeira revolução nos mercados financeiros, pois esse era um modelo diferente do que era utilizado até então e principalmente por apontar o vetor risco em uma carteira de ativos com os mais diversos comportamentos estocásticos. Uma das características que podem ser citadas como inovadoras desta ferramenta é a mensuração das incertezas presentes nessas carteiras a partir do cálculo da volatilidade ou da variância e da covariância entre os possíveis retornos dos ativos utilizados. A teoria tradicional do portfólio é entendida como um número grande de modelos que tentam descrever de que forma o investidor deve balancear seu risco e retorno associados à sua decisão, de modo satisfatório (MAGRO, 2008). Markowitz (1952) propõe que tal decisão seja baseada no risco e retorno atrelados ao perfil do investidor. O problema de otimização criado pelo autor minimiza o risco da carteira sujeito a um retorno mínimo balizado por restrições (MARKOWITZ, 1952).

Markowitz (1952) também definiu em seu trabalho que o risco de um determinado ativo pode ser dividido em dois componentes principais: o diversificável ou não sistemático e o não diversificável ou sistemático. O primeiro componente associa-se com as peculiaridades de cada ativo em si e, sendo assim, um determinado acontecimento que influencie o comportamento deste mesmo ativo só vai impactar em seu retorno. O componente não diversificável ou sistemático aponta para acontecimentos que abalam o mercado como um todo, fatores muitas vezes incontroláveis e, conseqüentemente, todos os ativos são impactados. Partindo dessas afirmações, o autor observou que com a distribuição de vários ativos em uma carteira, parte do risco pode ser abolido.

A figura 4.2 confirma essa explicação e elucida o comportamento da diversificação frente ao risco diversificável e não diversificável.

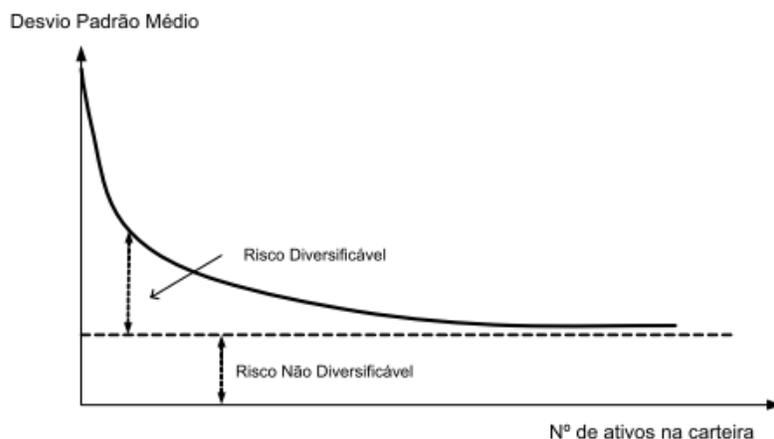


Figura 4.2 – Efeitos da Diversificação I.
Fonte: Adaptado Markowitz (1952).

Outra contribuição importante relaciona o conceito de diversificação e da correlação, como explicado acima. O efeito da diversificação aumenta à medida que o coeficiente de correlação diminui. Quanto mais aloca-se em ativos com correlação negativa entre eles maior a diversificação do risco não sistemático. A figura 4.3 apresenta o efeito da diversificação frente ao conceito citado anteriormente.

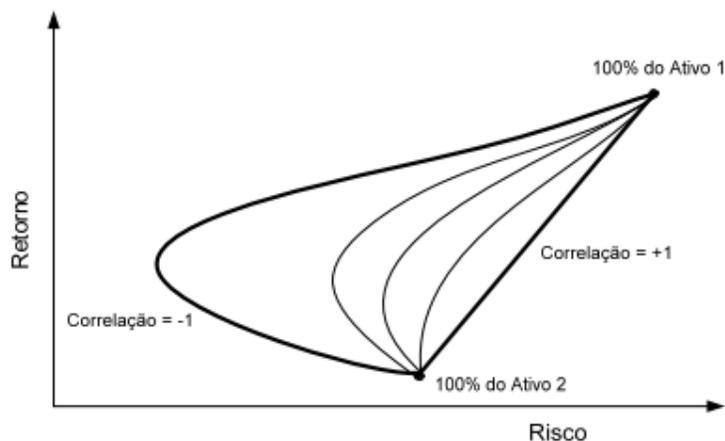


Figura 4.3 – Efeitos da Diversificação II.
Fonte: Silveira (2001).

Quando estes conceitos também são levados em consideração o executivo pode encontrar resultados esperados atrelados a risco menores (ARFUX, 2004; LIU e WU, 2007).

A partir dessas supracitadas abordagens, que Markowitz observou o processo de diversificação, e afirmou que aplicando em diversos ativos e os colocando em uma mesma carteira pode-se mitigar os riscos inerentes a este portfólio. Feito isso, as carteiras que apresentam o melhor retorno frente aos níveis de risco aceito pelo executivo compõem a

fronteira eficiente. Esta fronteira se situa na parte marginal superior (periférica) da região de solução, onde se localizam os maiores valores de retorno, a partir da carteira de mínima variância. A figura 4.4 apresenta um gráfico que exemplifica bem a questão da fronteira eficiente.

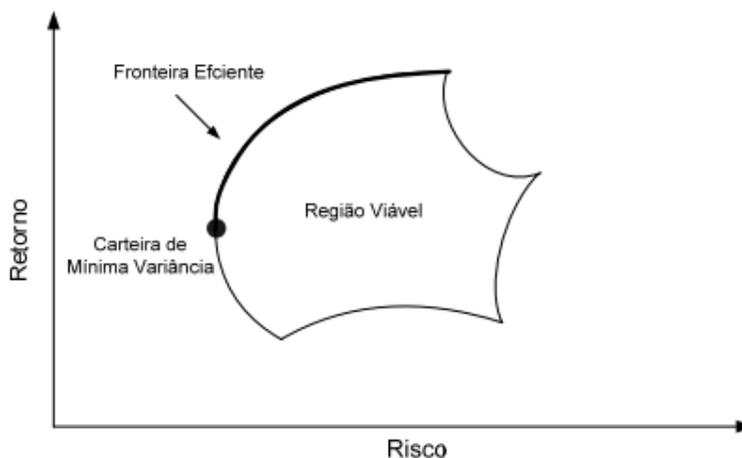


Figura 4.4 – Fronteira Eficiente.
Fonte: Silveira (2001).

A análise de portfólio desenvolvida por Markowitz fundamenta a introdução e aplicação da programação estocástica a problemas econômicos, e, portanto, representa um avanço no processo de tomada de decisão frente ao risco. Entretanto, o autor considera a variância como medida de risco e tal medida que expressa com clareza a dispersão dos retornos (no caso) em torno da média não quantifica o risco da perda (OLIVEIRA, 2006).

Para avaliar a exposição ao risco de portfólios e medir o tamanho das perdas que estas carteiras estão ameaçadas pode-se usar algumas medidas como alternativa, como *VaR* (*Value-at-Risk*) e *CVaR* (*Conditional Value at Risk*).

4.3 Métricas de risco

Aqui, o trabalho ressalta as técnicas mais utilizadas para mensurar o risco. Assim como vimos nas fontes de risco existentes, as medidas também variam de acordo com o agente e com as necessidades de cada um desses. Em alguns casos um agente pode preferir identificar o melhor / pior caso possível dos resultados e, ao mesmo tempo, outros podem querer obter a dispersão mínima do mesmo e outros mensurar a máxima perda para diferentes níveis de confiança (GARCIA, 2004).

Independente da medida utilizada, o primeiro estágio para mensurar o risco é identificar a função densidade probabilidade do custo-benefício que representa a incerteza que se deseja gerir. Os métodos tradicionais se baseiam em (GARCIA, 2004):

- 1) Modelos baseados em hipóteses de normalidade da função;
- 2) Modelos baseados em distribuições empíricas da função.

Uma vez construída a função probabilidade que inclui a fonte de risco, esta se mede de acordo com as técnicas existentes. Serão descritas abaixo duas tradicionais métricas de risco e que serão utilizadas na metodologia que será proposta pelo trabalho. O fato é que para situações de gestão de carteiras duas métricas muito utilizadas são o *VaR* e o *CVaR* (GARCÍA, 2004).

4.3.1 Value at Risk (VaR)

Com a crescente necessidade da utilização de ferramentas que auxiliem a gerir o risco, quantificando as perdas, o *VaR* vem se mostrando uma das mais amigáveis e utilizadas por instituições de todo o mundo.

Segundo Oliveira (2006) *VaR* é um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas padrões, comumente usadas em outras áreas técnicas. Para Jorion (1998), *VaR* mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de um determinado nível de confiança. Assim, pode-se dizer que o *VaR* é uma medida que expressa, de forma probabilística, as variações adversas esperadas de uma carteira de ativos, fornecendo aos usuários uma medida concisa do risco de mercado. Formalmente, o *VaR*, é definido como a máxima perda em unidades monetárias num dado espaço de tempo a um certo nível de significância (MOLLICA, 1999).

As grandes vantagens do *Value-at-Risk* são a objetividade e a simplicidade de sua metodologia, refletida em cálculos singelos, de fácil implementação computacional, e conseqüentemente, com rápido processamento e resposta às simulações (OLIVEIRA, 2006).

Por exemplo, um *VaR* de R\$ X em um determinado dia, com um nível de confiança de 95%, indica que é esperado que a perda do dia não seja maior que R\$ X, para 95% dos casos (DAHLGREN, LIU e LAWARRÉE, 2003; LIU e WU, 2007; OUM e OREN, 2009). Os modelos de análise de risco são, basicamente, técnicas que objetivam gerar esse tipo de informação.

Na utilização do *VaR* faz necessária a utilização de dois aspectos quantitativos: horizonte de tempo e nível de confiança. A escolha, de certa forma, fica arbitrária, dependendo da

natureza do tipo portfólio e mercado onde está estabelecido (JORION, 2000). Para a opção do nível de confiança deve se levar em consideração o perfil de risco da empresa estudada. Definir vários percentis a utilizar deixa o gestor bastante à vontade quanto a sua decisão. Por exemplo, um *VaR* com 99%, 98%, 97%, 96% e 95% de confiança.

De acordo com os trabalhos de Anders *et al.* (1999), Kimura *et al.* (2009) e Damodaran (2009) os principais métodos para o cálculo do *VaR* são os citados abaixo:

- Simulação Monte Carlo;
- Métodos históricos;
- Métodos analíticos; e
- Simulação histórica aproximada;

Estes trabalhos fornecem uma vasta e importante análise dos métodos que são utilizados para cálculo do *VaR*. O trabalho específico de Anders *et al.* (1999) está mais focado para os mercados energéticos.

Para Torres (2006), O Monte Carlo Estruturado (MCE) é o método mais potente de cálculo do Valor em Risco. Ele captura grande quantidade de riscos, inclusive os não-lineares, os de volatilidade, e até mesmo os de modelo. O método é semelhante ao de Simulação Histórica, exceto pelo fato das prováveis realizações (cenários futuros) da (s) variável (is) objeto aleatória (s) a ser (em) criada (s) através de sorteios aleatórios a partir de um processo estocástico. O conceito básico do MCE é simular, repetidamente, um processo estocástico para a (s) variável (is) de interesse, cobrindo grande quantidade de situações possíveis. As simulações recriam a distribuição inteira do valor da carteira. Devido as características dos dados utilizados no trabalho, pode-se considerar que o método *VaR* implementado é do tipo Simulação Histórica Aproximada já que o preço de curto prazo de eletricidade no Brasil é também calculado com base em afluências históricas. Esse método calcula o *VaR* para o nível de segurança estabelecido baseado na distribuição probabilística fornecida.

Da forma que o *VaR* é calculado, fornece uma estatística de máxima perda provável do portfólio quando o mercado se comporta de maneira normal. Esta medida não foi criada para apontar mudanças de preços anormais (JORION, 2000). Sendo assim, a medida *CVaR*, derivada ao *VaR*, foi concebida justamente para suprir esta carência.

4.3.2 Conditional Value at Risk (CVaR)

Rockafellar e Uryasev (2002), pesquisadores que iniciaram o estudo desta métrica, definem o *CVaR* como a média das piores perdas esperadas ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de um determinado nível de confiança.

É uma métrica de risco derivada do *VaR* e produz uma melhor indicação das perdas, já que diferente do *VaR*, considera todos os resultados além do nível de confiança para gerar a média esperada das perdas, inclusive em cenários catastróficos (CHERNOZHUKOV e UMANTSEV, 2001).

De certa maneira pode-se considerar que o *CVaR* complementa o *VaR*, pois ele ilustra os piores cenários para o decisor, enquanto o *VaR* define o capital econômico mínimo necessário que suporta o pior cenário dentro do nível de confiança (OLIVEIRA *et al.*, 2006).

O cálculo do *CVaR* pode ser facilmente implementado desde que se tenha informações necessárias. O *CVaR* 95%, é a média dos índices *VaR* 95% até 100%. Como a função densidade de probabilidade já estará confeccionada para utilização do *VaR*, o valor do *CVaR* é encontrado com a média ponderada dos valores acima do nível de confiança. Como a unidade métrica utilizada é o percentil, pode se fazer a média aritmética do mesmos para a definição do *CVaR*. Assim como tantos outros trabalhos publicados, Cabero *et al.* (2005) afirmam que o *CVaR* apresenta um dado mais realista que o *VaR* para o mercado de energia elétrica, já que neste ambiente existe uma grande possibilidade de acontecer os piores cenários, e caso estes ocorram, as perdas podem ser enormes.

4.4 Fronteira Eficiente

Como já citado acima, o conceito de fronteira eficiente é delineado pelas carteiras ótimas resultantes do problema de otimização que asseguram o retorno esperado ou o custo mínimo, para níveis de risco pré-estabelecidos (MARKOWITZ, 1952; OLIVEIRA, ARFUX e TEIVE, 2006). No entanto, as ferramentas *VaR* e *CVaR*, que se apresentam como medidas de risco neste trabalho, não abrangem a utilização de fronteiras eficientes em sua metodologia.

Entretanto, é importante frisar que se caso formuladas, as fronteiras eficientes delineadas pelas duas métricas não são necessariamente convexas, como ocorre na Teoria de Portfólios de Markowitz (OLIVEIRA, 2006). Isso se justifica pelo fato dessas medidas de risco serem baseadas em pontos de distribuição de probabilidade, que assumem comportamentos diversos.

A aplicação de um método integrado para gerenciamento de riscos financeiros em contratos de energia elétrica torna-se extremamente relevante, pois o mercado de energia

elétrica se comporta de maneira peculiar, e quanto maior for o conhecimento qualitativo e quantitativo desses riscos, melhor será o desempenho do agente consumidor (no caso do trabalho, comprador) (OLIVEIRA, 2006).

5 Método de Pesquisa

Para Munhoz (2008) o propósito final de utilizar modelos é melhorar o processo de decisão. A construção de um modelo matemático para auxiliar no suporte a decisão tem, essencialmente, o objetivo de transformar um problema real em um problema matemático. Assim, é possível encontrar uma solução matemática factível que possa ser utilizada como solução ou, pelo menos, oferecer uma base decisória ao problema real (MUNHOZ, 2008).

Erro crasso cometido por alguns executivos é tomar decisões baseadas apenas no comportamento histórico de suas próprias decisões sem avaliar ao certo a eficiência desse processo. Quando existe um modelo envolvido, informações factíveis, controle, medições e soluções resultantes de simulações dos cenários envolvidos (até o mais catastrófico), o processo torna-se mais eficaz e realmente atinge o objetivo esperado.

Pode-se considerar simulação e otimização meios para se achar soluções a partir de modelos. A simulação refere-se a uma forma de manipular o modelo para que ele proporcione uma visão dinâmica da realidade. É fato que toda simulação requer a construção de um modelo para que os experimentos sejam feitos (SALIBY, 1989). É também importante frisar que na simulação, a intuição e a expertise do tomador de decisão integram-se ao modelo matemático ou a lógica matemática e ao desenvolvimento expressivo da informática a fim de promover a melhoria das decisões a se tomar. A simulação permite que as organizações analisem alguns cenários antes mesmo destes ocorrer, projetando o futuro e permitindo o estudo e entendimento de situações reais com menor risco. Esta ferramenta sempre leva a um diagnóstico mais eficiente dos problemas, evitando acontecimentos inesperados no horizonte de tempo estudado (LAW e KELTON, 2000).

Entretanto as dificuldades na elaboração dos modelos, que requerem conhecimento técnico para serem aperfeiçoados e a presença de resultados algumas vezes difíceis de interpretar, contribuem com as desvantagens do processo de simular (SALIBY, 1989).

Nesse processo, procura-se avaliar uma equação na qual um ou mais componentes são variáveis aleatórias. De fato serão abordadas no trabalho variáveis que assumem qualquer valor real e uma variável probabilística, representada por uma função de densidade de probabilidade (fdp), trazendo a campo uma situação de risco. Variável aleatória é a espécie cujo valor é retirado de forma incerta de uma distribuição de probabilidade. Logo, um dos fundamentos da simulação é a amostragem aleatória dos valores de uma variável a partir de sua distribuição de probabilidade. O sorteio ou a retirada aleatória de uma ou mais variáveis da função de distribuição de probabilidade é denominado experimento. A simulação é

exemplo de experimento. Os resultados da simulação podem ser expressos como lucro de uma empresa, tempo de falha, tempo de serviço, risco, entre outros (MUNHOZ, 2008). A simulação estocástica ou probabilística de um sistema oferece meios para a geração de inúmeras seqüências independentes do fenômeno. Cada sorteio gera uma nova série, diferente da histórica, mas com as mesmas propriedades estatísticas e igualmente prováveis. Como as séries são distintas entre si, são obtidos diversos resultados provenientes das simulações ao invés de um único resultado, caso apenas a série histórica estivesse disponível, permitindo ao planejador tomar sua decisão baseado, não em um evento isolado, mas na análise probabilística do fenômeno estudado (STUDART, 2000).

Uma variável aleatória pode ser também caracterizada por momentos estatísticos. Dois desses importantes momentos são a média (valor esperado) e a variância. A média é o valor esperado da variável aleatória enquanto a variância é a dispersão medida em torno da média.

Essas medidas são importantes quando as variáveis aleatórias representam lucro ou custo. Sendo assim, por exemplo, é desejável atingir lucros com alto valor de média e baixo valor para variância, o que indica que o valor esperado do lucro é alto e a probabilidade de obter valores diferentes do lucro esperado é baixo (CARRIÓN, 2008).

A otimização ou pesquisa operacional é uma metodologia científica utilizada para descrever processos e auxiliar na tomada de decisão de gestores (MUNHOZ, 2008). Em Fletcher (1980) otimização é a ciência que objetiva determinar as melhores soluções para algum problema definido matematicamente, podendo ser uma representação de um modelo real. Harrel *et al* (2000) definem a otimização como o processo de busca por diferentes combinações de valores para as variáveis envolvidas almejando a combinação que forneça a saída ótima ou a mais desejada. O modelo matemático de otimização é representado por uma função objetivo que contém as variáveis de decisão ($x_1; x_2; \dots; x_n$) e a medida de desempenho (ex: custo) expressa em função das variáveis de decisão. Além disso, o modelo possui uma série de equações e inequações denominadas restrições. O objetivo é sempre maximizar ou minimizar a função objetivo, desde que todas as restrições sejam atendidas. O resultado encontrado é a solução ótima do problema. Existem inúmeros algoritmos para resolver problemas de otimização. Eles são aplicados de acordo com as características das equações do problema. Assim, técnicas de programação linear, não linear, inteira e multi-objetiva são aplicadas de acordo com o problema em questão (MUNHOZ, 2008).

A associação de técnicas de simulação e otimização se torna mais viável a partir do momento que alguns pacotes de simulação passaram a incluir rotinas de otimização (FU,

2002). As otimizações necessárias serão feita por uma ferramenta do *Crystal Ball*®, conhecida como *OptQuest*®.

Por se tratar de modelos teóricos, que produzem conhecimento sobre o comportamento de outras variáveis do modelo, onde os resultados são determinados por métodos e técnicas matemáticas, estatísticas, computacionais e de otimização, definimos a pesquisa como quantitativa axiomática normativa (BERTRAND e FRANSOO, 2002).

Em seu trabalho Mitroff *et al.* (1974) diz que existem algumas formas de se realizar uma pesquisa quantitativa, cada uma delas enquadradas ao objetivo do pesquisador. Na figura 5.1 Mitroff *et al.* propõem todas as etapas de uma pesquisa quantitativa de modelagem e simulação, ressaltadas pelas partes matemáticas, teóricas e práticas:

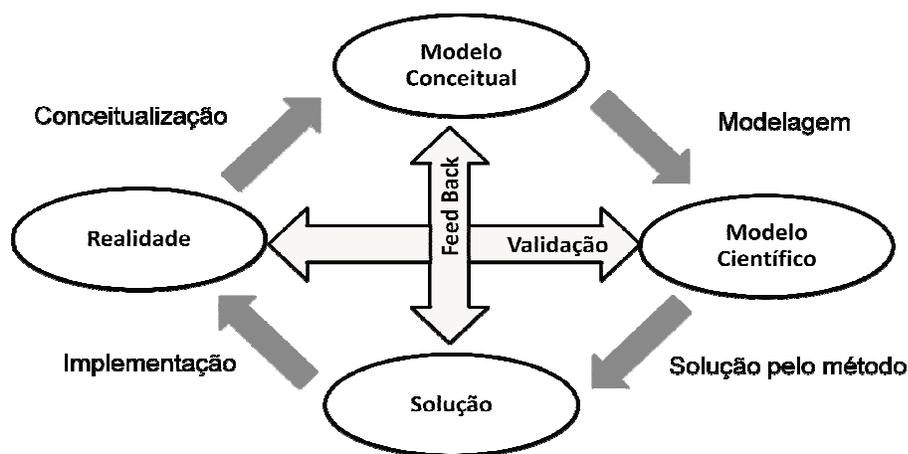


Figura 5.1 – Método Proposto.

Fonte: Mitroff *et al.* (1974).

O modelo acima reflete bem o que se segue ao longo de um trabalho acadêmico que vai se desenvolver baseado no método modelagem e simulação. Inicialmente parte se de uma realidade que é o problema da pesquisa. Como é de conhecimento do pesquisador, há uma lacuna no meio acadêmico, em âmbito nacional, sobre o problema de pesquisa e o assunto que está sendo descrito. Como dito na introdução do trabalho, decisões estão sendo tomadas em um processo pouco eficiente e sem uma metodologia estabelecida e é provável que os resultados não sejam os esperados e na maioria dos casos pouco satisfatórios.

Conhecido o problema, a etapa de conceitualização envolve o aprofundamento no tema escolhido, um trabalho filosófico e intelectual que exige que o pesquisador entenda a teoria e os conceitos envolvidos. Vale ressaltar que é uma etapa de contínua reciclagem já que novos

trabalhos e pesquisas vão sendo publicados e devem ser analisados no decorrer do período em que a dissertação é desenvolvida.

Assim o trabalho pode evoluir para as próximas fases de modelagem e a consequente solução deste modelo, ainda acadêmico, que ajuda a criar uma possível sinergia entre a academia e o ambiente empresarial, para que o gestor possa chegar a uma decisão embasada.

As constantes análises de sensibilidade com diferentes cenários de ocorrência de preços de curto prazo, por exemplo, podem auxiliar o pesquisador a identificar problemas no modelo e delimitar restrições ao problema.

Com a possível implementação do problema em um ambiente empresarial é função do gestor observar as características do modelo com a ocorrência de situações reais e ir se adaptando de acordo com a necessidade e momento.

Mitroff *et al* (1974) ratificam em seu trabalho o texto acima ao afirmar que o processo de conceitualização é uma fase mais filosófica, a modelagem e simulação são atividades científicas e a implementação uma atividade empresarial.

Além disso, a metodologia que será proposta pelo trabalho tem relação com a proposta feita por Mitroff *et al.*. Após a etapa inicial que objetiva uma pesquisa para preencher uma lacuna acadêmica e filosófica onde, como já descrito, o autor procura absorver o máximo de conhecimento, chega-se ao desenvolvimento do modelo. Como Mitroff *et al.*, a metodologia que será apresentada na sequência propõe uma série de etapas e sub etapas que objetiva modelar a situação, analisar e solucionar o problema, da forma mais eficiente.

6 Metodologia Proposta

Nesta fase do trabalho, será apresentado o desenvolvimento da metodologia a ser proposta a um grande consumidor de eletricidade, para que este entenda as opções de suprimento existente, seus contratos de compra dentro das opções existentes, os riscos envolvidos nestas transações e assim tenha uma gestão mais eficiente destes riscos na contratação de sua carga, baseadas nas premissas e regulações do mercado Brasileiro e em seu perfil de risco.

O foco principal é fazer com que os tomadores de decisão compreendam a modelagem envolvida nas opções de aquisição da eletricidade por parte das empresas que representam, e que tais diferentes formas de contratação possibilitam diversificações que podem trazer benefícios financeiros a estas organizações.

A metodologia elaborada no fluxo da figura 6.1 aponta todas as etapas que um consumidor eletrointensivo deve percorrer para que a decisão final seja mais eficaz. Para chegar as doze carteiras e distribuições de custos para tomada de decisão o trabalho realizou algumas tarefas.

Na primeira delas, foram selecionadas duas séries de preços entre as duzentas geradas via NEWAVE para o trabalho. Para solução do problema determinístico, optou por escolher a série de maior e menor média mensal para, inicialmente, testar o modelo, fazer algumas análises e limitar o *range* de carteiras. Tais preços foram incorporados mensalmente nos contratos de exposição ao curto prazo e no cálculo do contrato *collar* para o horizonte de estudo corrente (um ano). Para estabelecer as formas de contratação, foram adicionados o contrato a preço fixo e a parte suprida via autoprodução

Em seguida, cada contrato foi modelado matematicamente, propícios a cálculos, formatando um custo mensal e posteriormente total, no final do ano em estudo. Este custo final é um valor determinístico já que seu cálculo foi feito com toda série, mês a mês, do PLD, para opção curto prazo e *collar*, com um valor determinado para preço fixo e um valor pré estabelecido para o custo da autoprodução. Este custo final será minimizado, com base nas restrições estabelecidas.

Definida as variáveis de decisão do modelo, a função objetivo e as restrições, o otimizador foi executado e apontou como solução dois custos minimizados e as duas carteiras para as duas séries escolhidas. Vale frisar que o que variou de um cálculo para o outro foram os dois preços de curto prazo selecionados.

Com a opção feita pelas séries com menor e maior média de preços, as carteiras tiveram arranjos diferentes, principalmente no contrato a PLD, onde um portfólio contou com alta exposição à contratação no curto prazo e o outro com exposição nula.

Como descrito, as duas carteiras serviram para analisar o modelo e também limitar as carteiras de contratação em um limite máximo e mínimo. Feito isso, foi executado o modelo para as outras cento e noventa e oito séries de preço, com mesmo procedimento e achou mais cento e noventa e oito custos minimizados e algumas carteiras com perfis diferentes, adequados a necessidade da empresa em estudo.

Entretanto, não basta o consumidor optar por quantidades determinadas pelo modelo para os contratos negociados no ambiente livre, se um determinado agente vendedor não possui aquele contrato da forma que o comprador espera. O que se tem de certeza, é a quantidade suprida via autoprodução, já que se investiu para ter aquela parcela de eletricidade.

Sendo assim, baseado nas carteiras estabelecidas pela série de preço de maior e menor média, pelas outras carteiras advindas dos outros cento e noventa e oito preços e pelas oportunidades de contratos oferecidos pelo agente vendedor, a empresa pôde montar doze opções de carteiras e para cada um destes arranjos, distribuições de custos finais. Agora é possível medir o risco de cada uma dessas carteiras e optar pela que se enquadra na melhor relação custo risco, definida pela empresa.

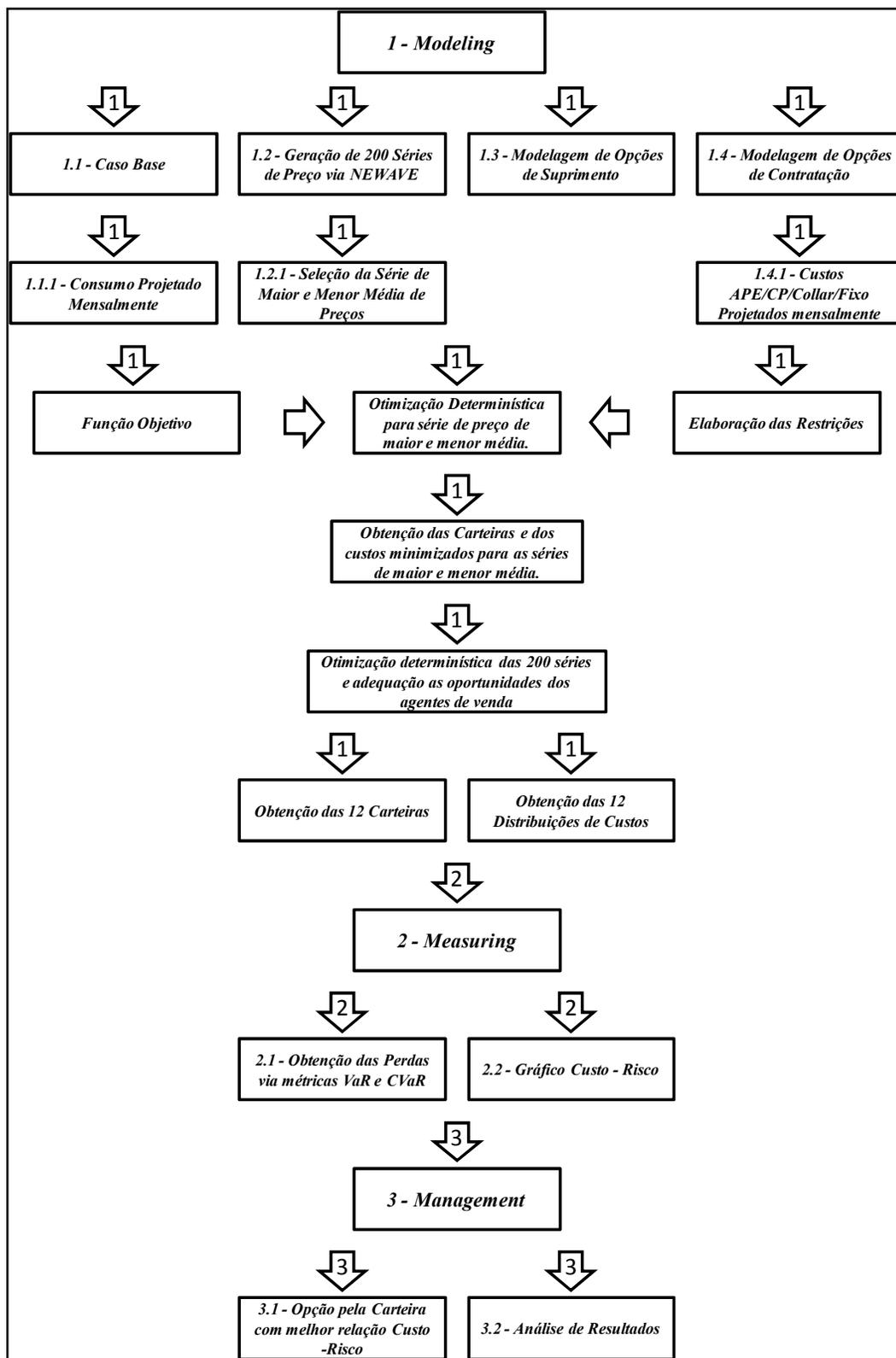


Figura 6.1 – Fluxo / Etapas para Solução do Problema.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A metodologia proposta e resumida no fluxo 6.1 está baseada nos três M's desenvolvidos pelos autores Pflug e Romisch (2007), que afirmam que um processo decisório torna-se eficaz quando segue esses três importantes passos. O trabalho adaptou os conceitos e, principalmente, a nomenclatura dos autores citados acima para desenvolver o objetivo estabelecido para a dissertação. O fluxo resumiu o que será descrito em detalhes a seguir.

- Modelagem (*Modeling*): Esta primeira etapa consiste em um conjunto de sub etapas que pretendem, principalmente apresentar: (i) um caso base para validação dos dados empíricos; (ii) o cenário de preço de curto prazo; (iii) os conceitos tarifários e as opções de suprimento que o consumidor pode encontrar atreladas a modelagem matemática de suas tarifas; (iv) a modelagem dos contratos tipo derivativos que a empresa vai assumir; (v) a otimização determinística para delimitação das carteiras de contratos a trabalhar; e (vi) a solução a partir das carteiras pré montadas.
- Medição (*Measuring*): A escolha pela medida de risco apropriada é fundamental para a tomada de decisão final correta. O trabalho vai se apoiar nas medidas VaR e $CVaR$ para mensurar as possíveis perdas a partir de intervalos de confiança pré estabelecidos que vão refletir o perfil de risco do consumidor estudado. Além disso, será apresentado um gráfico custo-risco elaborado a partir de parâmetros calculados das funções de custos finais de cada carteira estabelecida e o valor do VaR para cada uma delas. Por fim uma simples ferramenta para apoio a tomada de decisão será apresentada com base nos gráficos risco recompensa que também podem ser gerados.
- Gestão (*Management*): Última etapa, foca o suporte na tomada das melhores decisões a partir dos resultados obtidos e visa propor melhorias para utilização futura da metodologia, adequando às novas diretrizes regulatórias, acompanhando as funções de preços futuros, adaptando a novos modelos de contratos e fazendo constante análise da viabilidade de novos investimentos em autoprodução.

6.1 Modelagem (*Modeling*)

Esta primeira etapa da metodologia proposta será subdividida em algumas outras fases necessárias ao bom funcionamento e execução da solução do problema. Tais fases são de extrema importância para o trabalho.

6.1.1 Caso Base

A aplicação do trabalho foi feita em uma planta eletrointensiva de uma empresa situada no segmento de mineração com consumo de energia elétrica variando mensalmente em um período de um ano, conforme observaremos a seguir. O trabalho se faz relevante para esta empresa, já que a conta de eletricidade na matriz de custos totais da mesma ocupa um valor significativo, podendo chegar até 15%. Existem outras eletrointensivas em que tais custos podem atingir um teto de 40%.

O trabalho vai optar por um horizonte de um ano para solução do problema já que as previsões de preço no curto prazo para este mercado são mais acuradas. Além disso, neste horizonte, a carteira não deve sofrer modificações causando pouco impacto nos valores do VaR e $CVaR$ deixando tais métricas mais confiáveis. Isso significa que serão estabelecidos portfólios de contratação de energia elétrica para este período de doze meses, para as exposições de risco almejadas pela empresa e a partir da opção de autoprodução estabelecida, no caso, a transportada. São mais comuns no mercado dois casos de autoprodução. O primeiro, tratado no trabalho, a eletricidade consumida provém de uma geradora fora da planta onde a energia será consumida. Já o segundo caso, a geração ocorre no mesmo local físico da planta, caracterizado por uma autoprodução “*on site*”.

Vale ressaltar que a empresa está localizada no estado de Minas Gerais, informação relevante para identificarmos, principalmente, em qual submercado ela está situada. Nesse caso está localizada no submercado Sudeste. Outra informação importante é que se trata de um caso fictício com números e informações bem próximos da realidade.

A empresa estudada se enquadra como consumidor livre, dentro das premissas adotadas para que seja estabelecida como tal, além de consumir parte de sua energia elétrica proveniente de investimentos feitos em geração (autoprodução). Vale ressaltar que os investimentos em geração própria já foram realizados e a geradora já funciona regularmente fornecendo o insumo a esta planta. Mais informações relevantes serão fornecidas no decorrer do texto a seguir.

6.1.2 Cenário de Preços de Curto Prazo

Como explicado anteriormente, o preço de curto prazo é definido semanalmente pela CCEE, com base nas simulações de operação geradas por programas como o NEWAVE, cujo objetivo principal é minimizar o custo total da operação do sistema hidrotérmico ao longo do

horizonte de planejamento. Tal programa utiliza o método de programação dinâmica dual estocástica (PEREIRA e PINHO, 1991).

Entretanto, como o horizonte proposto para solução do trabalho será de 1 ano, os preços serão definidos mensalmente para que também se possa capturar as variações e sazonalidades geradas pela volatilidade mensal do PLD. Tal discretização é reflexo da saída de dados do programa supracitado, o qual remete preços mensais para simulações consideradas de longo prazo. Além disso, são balizados dentro desta série fornecida, um valor mínimo e um máximo para o Preço de Liquidação de Diferenças. Tais valores foram estabelecidos pela Resolução Homologatória 922 e 923 do dia 15 de dezembro de 2009, empregando o valor de R\$ 12,80 / MWh para o piso do preço e R\$ 622,21 / MWh para o valor máximo ou teto do PLD. De certa forma, a própria resolução resguarda a exposições muito altas de preço.

Para a presente dissertação, o modelo computacional NEWAVE gerou uma previsão de duzentos preços para os próximos cinco anos, mas como a intenção do trabalho visa a tomada de decisão no prazo de um ano, serão utilizadas apenas as séries de preços para esse horizonte.

O modelo de previsão também utiliza o histórico de afluências de setenta e três anos. O PLD aparece para cada patamar de carga e para cada submercado existente. O mercado Brasileiro é dividido em quatro submercados: sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte, originados a partir das restrições de transmissão. Dependendo da situação do armazenamento de água, da oferta e da demanda, cada submercado pode apresentar preços bastante diferentes, daí a importância da especificação do local da entrega.

No caso do trabalho foi considerada uma média entre os três patamares de carga e o submercado escolhido foi o sudeste / centro-oeste, como já explicado no caso base.

Na impossibilidade de se prever afluências futuras adota-se a hipótese do que foi ocorrido no passado e que a conhecida série histórica será repetida. A série histórica é apenas uma das possíveis realizações de um processo estocástico. Pode se imaginar que a natureza selecionou aleatoriamente a série histórica a partir de algum conjunto de leis probabilísticas. O modelo utiliza as séries históricas de afluências para gerar séries sintéticas de afluências que servem de entrada para o modelo de otimização gerar as séries de preços. Série Sintética é o resultado da associação de séries de dados reais com números aleatórios produzidos por algoritmos computacionais a fim de gerar sequências de números aleatórios que se assemelham aos dados reais (WILKS, 1999). Vantagem das séries sintéticas é a possibilidade de sua utilização na

previsão do número, magnitude e distribuição de eventos que poderão ocorrer em um determinado espaço no tempo futuro (ZANETTI, 2003).

	Mês 1	Mês 2	Mês 3	...	Mês i
Cenário 1	PCP _{1,1}	PCP _{1,2}	PCP _{1,3}	...	PCP _{1,i}
Cenário 2	PCP _{2,1}	PCP _{2,2}	PCP _{2,3}	...	PCP _{2,i}
Cenário 3	PCP _{3,1}	PCP _{3,2}	PCP _{3,3}	...	PCP _{3,i}
...
Cenário c	PCP _{c,1}	PCP _{c,2}	PCP _{c,3}	...	PCP _{c,i}

Tabela 6.1 – Matriz de Preços de Curto Prazo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Onde:

i, Número de meses do horizonte analisado.

c, cenários de preço no curto prazo.

PCP, preço de curto prazo gerado pelo modelo computacional.

As séries sintéticas de afluências e outras variáveis (já citadas no item 2.1.7) serviram de entrada para o modelo de otimização que gerou as duzentas séries de preço para os próximos cinco anos. Sendo assim teremos uma matriz de 200 x 60, ou seja, c é igual a 200 e i igual a 60, conforme visto na tabela 6.1. Tais cenários de preços são primordiais na construção das funções de custos totais de eletricidade da empresa estudada.

A título de informação a figura 6.2 apresenta o histograma das médias mensais das séries de PLD utilizadas no horizonte de tempo proposto pelo trabalho. Já a tabela 6.2 apresenta as estatísticas descritivas das mesmas médias mensais dos PLDs. Destaque para maior probabilidade associada a valores menores de preço e grande assimetria.

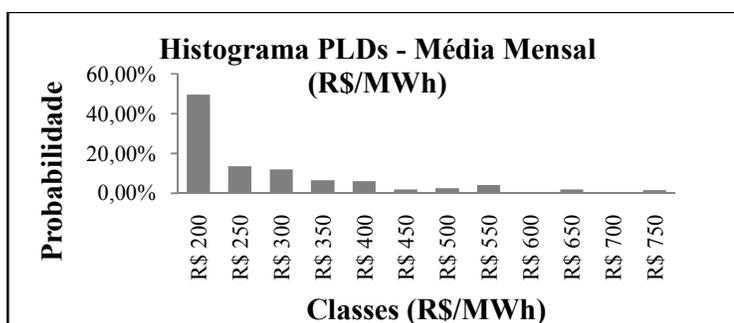


Figura 6.2 – Histograma PLDs.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Estatísticas	Valores
Média	R\$ 251,47
Mediana	R\$ 202,52
Moda	R\$ 129,46
Desvio Padrão	R\$ 134,99
Mínimo	R\$ 129,46
Máximo	R\$ 738,87
Amplitude	R\$ 609,41
Assimetria	0,9038

Tabela 6.2 – Estatísticas.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

6.1.3 Análise de tarifa por opção de contratação

Nesta etapa da modelagem serão apresentadas e decompostas as tarifas de cada opção de contratação que um consumidor industrial pode optar. É uma fase extremamente importante e complexa, pois cada opção tem sua peculiaridade e os valores buscados de cada tarifa vão compor o custo final de cada opção, impactando diretamente nos resultados desejados.

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois importantes componentes: a demanda de potência e o consumo de energia. A demanda de potência é medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado, normalmente 15 minutos, e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias também (ABIAPÉ, 2010; ANEEL, 2005).

Define-se estrutura tarifária como um conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou de demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento. No Brasil, as tarifas de eletricidade estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”. Os pertencentes ao “grupo A” são os consumidores de alta tensão (de 2,3 a 230 quilovolts – kV), caso da empresa em estudo, ligada a uma tensão maior do que 69 kV. Já os do “grupo B” são as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV (ANEEL, 2005; PIZETA, 2009). As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horossazonal azul e horossazonal verde. A convencional caracteriza-se pela aplicação de tarifas independente das horas de utilização e dos períodos do ano. A horossazonal caracteriza-se pela aplicação de acordo com as horas e os períodos do ano. O caso específico do trabalho vai se preocupar com a horossazonal azul já

que esta é aplicada a consumidores ligados a tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, como já citado (ANEEL, 2005; PIZETA, 2009).

A tarifa horossazonal azul é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Ela tem a seguinte estrutura (ANEEL, 2005; PIZETA, 2009):

- Demanda de potência (R\$/kW):
 - Um valor para o horário de ponta (P)
 - Um valor para o horário fora de ponta (FP)
- Consumo de energia (R\$/MWh):
 - Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
 - Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
 - Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
 - Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Como já descrito no trabalho, o processo de reestruturação do setor elétrico, pelo qual o Brasil vem passando desde meados da década de 90, teve como diretrizes básicas a inserção de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia e a introdução de novos mecanismos de regulação econômica nas atividades, naturalmente monopolísticas, de transmissão e distribuição de energia.

A competição na geração induziu a criação de novos agentes como consumidores livres, produtores independentes e comercializadores, enquanto outros grupos, já existentes, aumentaram significativamente sua atuação, como tem sido o caso dos autoprodutores de energia.

O consumidor livre é aquele que se caracteriza por firmar contratos de compra de energia no ambiente de contratação livre, mas continua submetido às tarifas reguladas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Geralmente esse consumidor adquire sua energia de um produtor independente de energia ou de uma comercializadora, no que hoje se chama de Ambiente de Contratação Livre – ACL (ABIAPE, 2010; CCEE, 2009).

Denomina-se autoprodutor aquele investidor em geração que visa atender parte do seu consumo, ou até mesmo sua totalidade, podendo comercializar eventuais excedentes. Para este caso, em dois de dezembro de 2008 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da resolução normativa número 341, facultou aos autoprodutores a possibilidade de comercializar excedentes, independentemente da origem destes. Sendo assim, o autoprodutor

passa a ser o primeiro agente com ativos de consumo a comercializar a eletricidade (ABIAPE, 2010; CCEE, 2009).

No caso de auto-suprimento parcial, o restante do seu consumo pode ser adquirido como consumidor cativo (por tarifa regulada da própria distribuidora onde está conectado) ou como consumidor livre (a preço de mercado).

Uma das características positivas em ser autoprodutor é que além de se proteger da volatilidade dos preços da energia, ele ainda se beneficia pela não incidência de alguns encargos setoriais, já que assume os riscos do investimento em geração.

Os possíveis portfólios que o autoprodutor pode formatar de acordo com as opções de suprimento e baseados na regulamentação do setor são:

- 100% Autoprodução;
- Parcela Contratação Livre / Parcela Autoprodução; e
- Parcela Contratação Regulada / Parcela Autoprodução.

Esta reestruturação que todo setor de energia elétrica sofreu também promoveu alterações na estrutura tarifária dos consumidores, em especial, o industrial. De forma simplista, as tarifas de eletricidade são compostas por quatro componentes, a saber (PIZETA, 2009):

- Transporte (Fio): Parcela referente ao uso das redes de transmissão e distribuição para que a energia vendida por um gerador e comprada por um consumidor circule no sistema. De forma simplificada, a tarifa fio é como se fosse um aluguel que o usuário paga para que as redes estejam disponíveis a seu uso, proporcional a quantidade contratada.
- Energia: Corresponde ao insumo energia podendo ser adquirido no mercado livre, cativo ou por meio da autoprodução.
- Encargos sociais: Arrecadados para específicas aplicações no mercado de energia, como por exemplo, incentivar a geração de fontes alternativas e universalizar o serviço de eletricidade.
- Impostos: Impostos federais e estaduais aplicados ao transporte e a aquisição de energia elétrica. Os principais tributos cobrados sobre a energia elétrica são: Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviço (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (COFINS).

Um adendo em relação aos impostos é que existem questões relativas ao crédito ou não de impostos, assim como políticas estaduais, em especial em relação ao ICMS, que podem causar diferentes impactos nas diferentes modalidades de contratação que serão apresentadas

a seguir. No entanto, como esses casos são exceções e não a regra, e devido ao fato de na regra geral os impostos incidirem da mesma forma, em termos percentuais e em cada uma das configurações, não pretende considerar a questão tributária na análise.

A seguir o trabalho apresenta as opções de suprimento de carga e a composição de custos das tarifas de eletricidade de cada uma delas.

i. Contratação Livre

A regulamentação brasileira prevê duas formas para a livre contratação de energia elétrica. A primeira, sacramentada pelos artigos 15 e 16 da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, contempla os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3 MW. Tais consumidores podem contratar sua energia de qualquer produtor independente ou comercializador (CCEE, 2009).

A segunda está contida na Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, onde se estabelece que, unidades consumidoras com carga igual ou superior a 500 kW (quilowatts) podem adquirir energia de produtores independentes, cuja geração se dê por meio de (CCEE, 2009):

- Pequenas centrais hidrelétricas – PCH;
- Aproveitamento hidrelétrico com potência instalada igual ou inferior a 1 MW;
- Empreendimento com potência instalada igual ou inferior a 30 MW, cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar.

Quando o consumidor opta por essa modalidade de contratação (livre), ele deixa de pagar a Tarifa de Energia – TE, cobrada no ambiente de contratação regulada, arcando apenas com os dois primeiros conjuntos de custos apresentados na figura 6.3. Ele agora passa a ser um agente da CCEE, arcando diretamente com os custos de perdas na Rede Básica e de ESS (CCEE, 2009). O custo da compra de energia dependerá da contratação que o mesmo obtiver no mercado, através de contratos pré estabelecidos que serão apresentados no próximo passo da modelagem (6.1.4).

A Tarifa de Fornecimento é separada em três grandes componentes, a fim de permitir a comparação entre as diferentes modalidades de consumo. Dessa forma, o consumidor livre está sujeito aos seguintes custos:

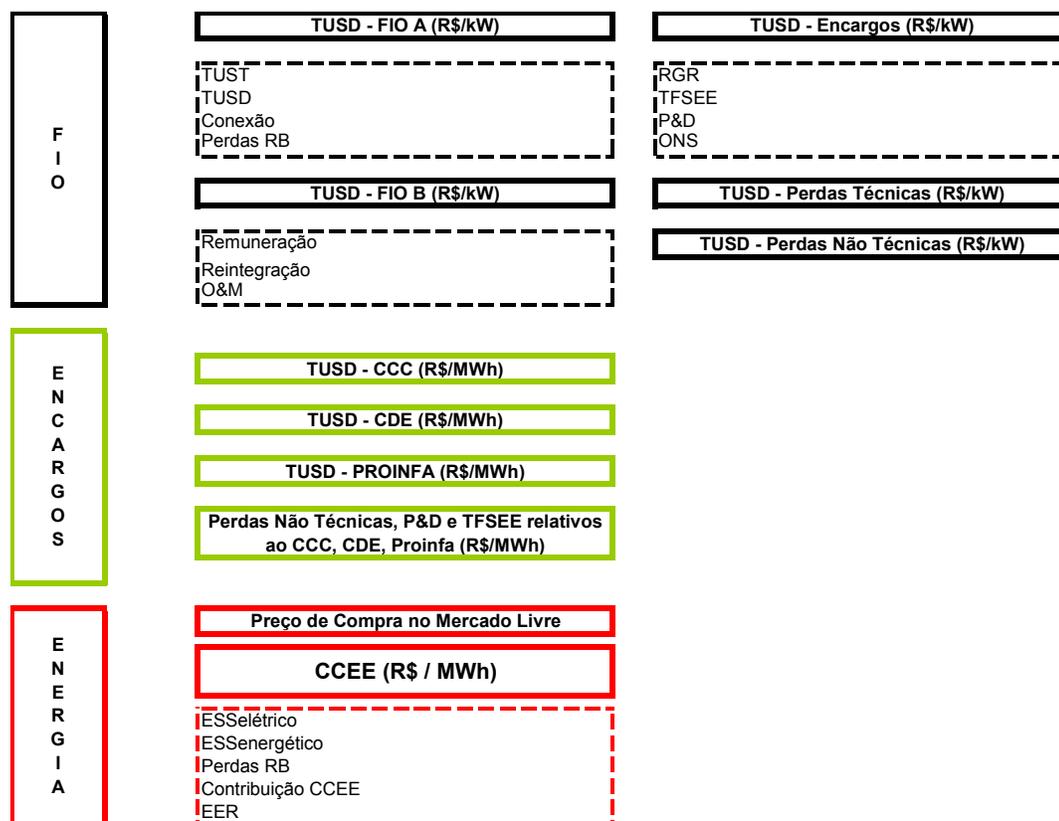


Figura 6.3 – Estrutura de Custos – Contratação Livre.
 Fonte: Nota Técnica “Estrutura de Custos” ABIAPE (2010).

No Anexo I pode-se entender o que cada parcela do custo FIO e ENCARGOS significam. A parcela FIO é comum as três opções de suprimento e a ENCARGOS apenas ao consumidor livre e regulado (ABIAPE, 2010; PIZETA, 2009).

Entretanto, a parcela ENERGIA é peculiar a cada opção e a parcela referente ao consumidor livre possui a seguinte divisão:

- O custo com compra de energia em R\$/MWh, com a necessária definição dos tipos de contrato de compra no que diz respeito a: volume (fixo, variável dentro de faixa específica, etc); duração (curto, médio e longo prazo); e preços (fixo, correlacionado, curto prazo com piso e teto, indexados, etc). A modelagem deverá ser flexível a ponto de acomodar as diferentes configurações de contratos (tipo derivativos). Veremos no item 6.1.4, logo a seguir.
- Outros Custos (R\$/MWh): Formados pela taxa de administração da CCEE que objetiva prover recursos para o funcionamento da câmara, pelo Encargo de Serviço do Sistema (ESS) que subsidia a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) e o despacho fora da ordem de mérito por segurança energética, pelas perdas na Rede Básica e pelo Encargo de Energia de Reserva (EER) que objetiva subsidiar a geração de energia de reserva.

Dessa forma, a fatura de energia elétrica de uma unidade consumidora (livre), de e acima de 69kV, seria conforme modelagem a seguir em R\$ (ABIAPE, 2010; PIZETA, 2009):

$$C_{j,t} = \sum_i \sum_p \left(TFIOA_i^p + TFIOB_i^p + TENC_i^p + TPT_i^p + TPNTD_i^p \right) \times (DF_i^p) + \left(TPNTE_i^p + TCCC_i^p + TCDE_i^p + TPRO_i^p + PE_i \right) \times (EF_i^p) \quad (1)$$

Onde:

$C_{j,t}$: Custo com energia, sem impostos, do consumidor j no período t em análise;

i : Meses considerados no período de análise t , os quais, no caso brasileiro, podem pertencer ao período seco ou úmido¹;

p : Postos tarifários, os quais, no caso brasileiro, são definidos como ponta e fora de ponta²;

$TFIOA_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Fio A, no mês i , posto tarifário P , em R\$/kW;

$TFIOB_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Fio B, no mês i , posto tarifário P , em R\$/kW;

$TENC_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Encargos do Sistema de Distribuição, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

TPT_i^p : Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Perdas Técnicas, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

$TPNTD_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Perdas Não Técnicas-Demanda, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

DF_i^p : Demanda faturável, no mês i , posto tarifário p , que corresponde à maior entre a contratada e a máxima verificada, em kW;

$TPNTE_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Perdas Não Técnicas – Energia, no mês i , posto tarifário p , em R\$/MWh;

¹ O período úmido compreende cinco meses consecutivos (dezembro de um ano a abril do ano seguinte), enquanto o período seco compreende sete meses consecutivos (maio a novembro).

² O horário de ponta é definido por cada concessionária, sendo composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal. Já o horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

$TCCC_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente CCC, no mês i , posto tarifário p , em R\$/MWh;

$TCDE_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente CDE, no mês i , posto tarifário p , em R\$/MWh;

$TPRO_i^p$: Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente PROINFA, no mês i , posto tarifário p , em R\$/MWh;

PE_i : Contempla o custo de eletricidade, no mês i , acertado entre contratos bilaterais acrescido neste caso do outros custos da componente energia, em R\$/MWh;

EF_i^p : Energia faturável, no mês i , posto tarifário p , que corresponde ao consumo de energia verificado, em MWh.

ii. Autoprodução

A vantagem da autoprodução, além de resguardar (mesmo que parcialmente) a exposições a altos preços em condições de escassez, é a não incidência de alguns encargos setoriais de responsabilidade do consumo como veremos na figura 6.4. Segue sua estrutura de custos.

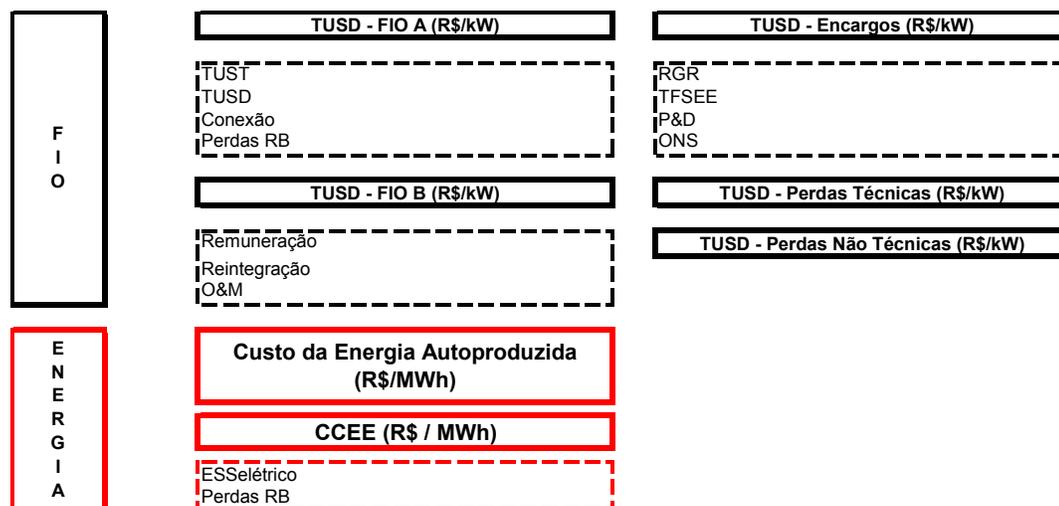


Figura 6.4 – Estrutura de Custos – Autoprodução.
Fonte: Nota Técnica “Estrutura de Custos” ABIAPE (2010).

A parcela fio é a mesma que insere sobre o consumidor livre não havendo necessidade de descrever novamente. O que vemos de diferente é a não incidência de encargos e a parcela de energia dividida em custo da energia autoproduzida (preço de repasse em R\$/MWh) e a

parcela direcionada a CCEE em R\$/MWh do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e das perdas da Rede Básica, explicitados no Anexo I (ABIAPE, 2010; PIZETA, 2009).

A seguir a modelagem matemática da tarifa do autoprodutor em R\$ (ABIAPE, 2010; PIZETA, 2009):

$$C_{j,t} = \sum_i \sum_p \left(TFIOA_i^p + TFIOB_i^p + TENC_i^p + TPT_i^p + TPNTD_i^p \right) \times \left(DF_i^p \right) + \left(PR_i + OC_i \right) \times \left(EAP_i \right) \quad (2)$$

Onde:

$C_{j,t}$: Custo com energia, sem impostos, do consumidor j no período t em análise;

i : Meses considerados no período de análise t , os quais, no caso brasileiro, podem pertencer ao período seco ou úmido¹;

p : Postos tarifários, os quais, no caso brasileiro, são definidos como ponta e fora de ponta²;

$TFIOA_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Fio A, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

$TFIOB_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Fio B, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

$TENC_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Encargos do Sistema de Distribuição, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

TPT_i^p : Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Perdas Técnicas, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

$TPNTD_i^p$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente Perdas Não Técnicas – Demanda, no mês i , posto tarifário p , em R\$/kW;

DF_i^p : Demanda faturável, no mês i , posto tarifário p , que corresponde à maior entre a contratada e a máxima verificada, em kW;

PR_i : Contempla o custo de eletricidade autoproduzida conhecida por preço de repasse, no mês i , em R\$/MWh;

OC_i : Parcela direcionada a CCEE em R\$/MWh, no mês i , do Encargo de Serviço do Sistema Elétrico (ESS) e das perdas da Rede Básica.

EAP_i : Energia autoproduzida, no mês i , que corresponde ao consumo de energia autoproduzida verificado, em MWh.

iii. Contratação Regulada:

Já a contratação regulada (consumidor cativo) está sujeita ao pagamento da Tarifa de Fornecimento, calculada pela ANEEL anualmente para cada distribuidora. Essa tarifa contém os custos da energia e de seu transporte, assim como os encargos associados ao Setor Elétrico. No trabalho não há utilização desta forma de suprimento como já abordado acima, mas faz se necessário apontar sua estrutura já que trata se de uma possibilidade de suprimento para o consumidor.

Conforme a figura 6.5, o consumidor cativo está sujeito aos seguintes custos:

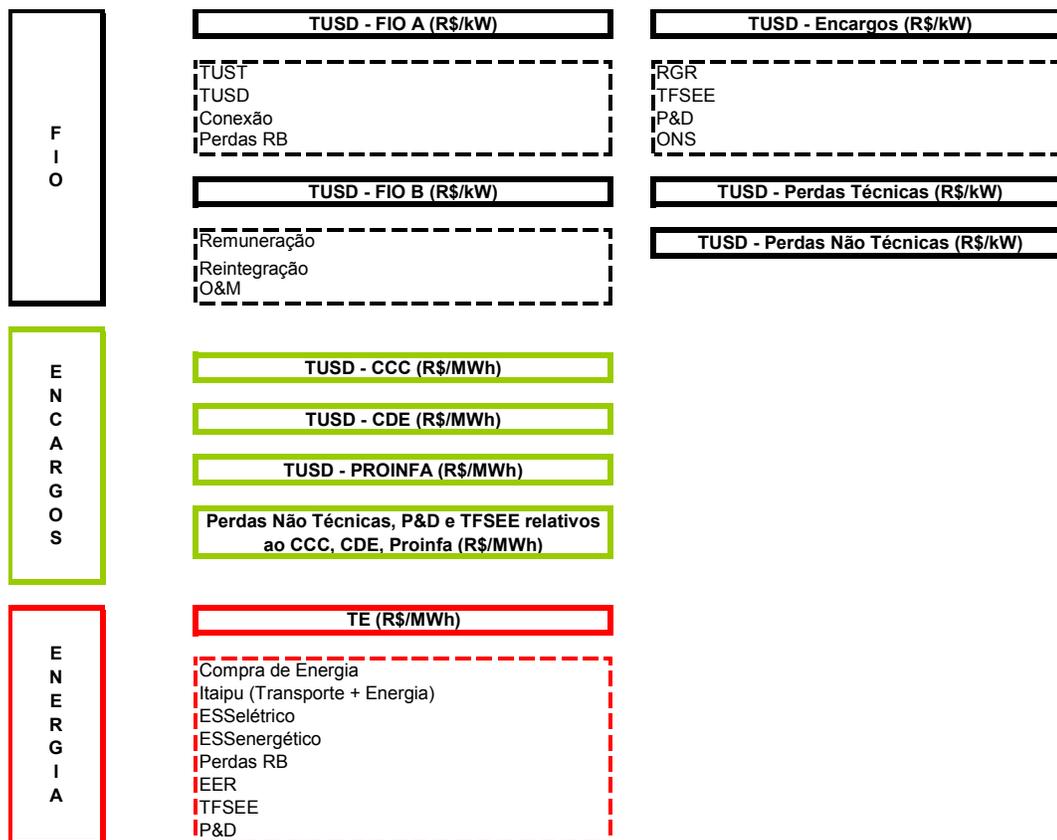


Figura 6.5 – Estrutura de Custos – Contratação Regulada.
Fonte: Nota Técnica “Estrutura de Custos” ABIAPE (2010).

O que difere o consumidor cativo do consumidor livre é a Tarifa de Energia (TE). A TE visa arcar com os custos de compra de energia e encargos relacionados. Essa tarifa é cobrada em R\$/MWh e seus componentes são (ABIAPE, 2010; PIZETA, 2009):

- Compra de Energia: Custo de compra de energia resultante de contratos bilaterais e contratos firmados no âmbito dos leilões federais de energia;
- ITAIPU: Custo de compra compulsória da energia da Usina de Itaipu, assim como a remuneração das instalações de transmissão de uso exclusivo;

- EES: O Encargo de Serviço de Sistema tem a finalidade de recuperar os custos de geração despachada por restrições elétricas e/ou energéticas e dos serviços ancilares;
- Perdas RB: Refere-se à parcela da energia perdida na Rede Básica em decorrência do consumo regular no sistema de distribuição;
- EER: Encargo de Energia de Reserva que objetiva subsidiar a geração de energia de reserva.
- TFSEE: Parcela que tem a finalidade de compor a receita anual necessária à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Esse componente diz respeito apenas a parcela de TFSEE relativa às componentes R\$/MWh;
- P&D: Encargo criado com a finalidade de financiar programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Esse componente diz respeito apenas a parcela de TFSEE relativa às componentes R\$/MWh.

Como a opção de suprimento regulada não se enquadra na opção de suprimento da empresa em estudo, a formulação de sua tarifa de fornecimento não será apresentada. Entretanto, ela está muito próxima daquela mostrada no item consumidor livre.

6.1.4 Definição e Modelagem das Opções Contratuais

Nesta etapa do processo de modelagem serão expostos os contratos que o consumidor resolveu trabalhar a partir das opções existentes no mercado advindas de geradoras e comercializadoras de eletricidade.

Como já dito no caso base, o trabalho focará um consumidor livre de energia que contempla parte de seu consumo a partir de uma parcela autoproduzida, resultado de um investimento em geração feito pela mesma empresa em estudo, e o restante, contratado no mercado livre a partir de algumas modalidades de contrato que serão mencionadas logo a seguir.

A parte adquirida pela autoprodução foi modelada de acordo com as premissas e regras para o agente autoprodutor. Estes custos considerados e modelados para o agente autoprodutor são os que foram citados no item anterior do trabalho.

O mesmo ocorre para a parcela comprada no mercado livre, entretanto nessa carga contratada os contratos de compra de energia são customizados de acordo com as necessidades dos interessados, nos moldes de derivativos. Estas necessidades estão bem voltadas às ofertas dos agentes vendedores. Tais agentes não possuem os contratos da exata forma que o consumidor deseja. É preciso adequar as peculiaridades de cada um dos dois agentes. Principalmente quantidade. Outro ponto importante a destacar é que, após os preços

acordados entre os agentes é preciso acrescentar os outros componentes de custos inerentes (fio, encargos, outros custos) à transação e assim multiplicar a quantidade contratada para descobrir o custo final de um determinado contrato para o período desejado. O mesmo para autoprodução. O preço da eletricidade para os consumidores livres (conforme modelado no item anterior) são os preços negociados nos contratos a seguir.

Para o trabalho foram definidas três modalidades de contratos: um contrato atrelado a preço fixo, um contrato tipo *collar* e um contrato de exposição a curto prazo. Esses são basicamente os três tipos de contratos mais utilizados no ambiente de contratação livre. De fato a parcela de exposição no curto prazo é bem flexível permitindo a compra ou a venda de excedentes de acordo com o cenário de preço a ocorrer.

A primeira modalidade é de um contrato a preço fixo negociado a um preço que não varia no horizonte propostos para a validação dos dados empíricos (um ano). Para os doze meses do ano de contrato, o valor do MWh ficou em R\$100,00. Esse é o valor negociado com o agente vendedor. É preciso adicionar custos fio e encargos, por exemplo, para o cálculo do custo total do contrato. O contrato a preço fixo tem a seguinte modelagem:

$$CFix_i = PFix \times Q_i \quad (3)$$

Onde,

$CFix$ Custo do contrato no referido mês i (R\$).

i Mês analisado.

$PFix$ Preço acordado entre as partes (R\$ / MWh).

Q_i Quantidade (MWh) de energia negociada no período estipulado do contrato.

O segundo tipo de contrato formado ao portfólio é o contrato *collar*, já descrito no trabalho, cujo mecanismo de *hedge* atua de maneira a limitar as variações altas do preço de liquidação das diferenças (PLD). Ele introduz um limite inferior e superior e faz com que o preço acordado varie dentro deste intervalo, previamente delimitado. Caso os valores de PLD extrapolem o piso ou o teto estipulados os valores dos preços se fixam exatamente nestes limites. Entretanto, se o valor se estabelece entre as duas “fronteiras” o preço deve ser acrescido de um pequeno ágio também previamente acordado. No contrato utilizado foi estipulado um piso de R\$80,00 / MWh e um teto de R\$140,00 / MWh. Caso o valor do PLD fique entre estes dois intervalos um ágio de R\$10,00 / MWh (pré acordado) é acrescido ao preço final. Segue modelagem:

$$Ccoll_{c,i} = Pcoll_{c,i} \times Q_i \quad (4)$$

Se,

$$\begin{aligned}
 PLD_{c,i} &\geq R\$140,00, P_{coll_{c,i}} = R\$ 140,00 \\
 PLD_{c,i} &\leq R\$80,00, P_{coll_{c,i}} = R\$80,00 \\
 R\$80,00 &< PLD_{c,i} < R\$140, P_{coll_{c,i}} = PLD_{c,i} + R\$10,00
 \end{aligned}$$

Onde,

C_{coll}	Custo do contrato para o referido preço e mês (R\$).
i	Mês analisado.
c	Cenário de preço (PLD) analisado.
$P_{coll_{c,i}}$	Preço do <i>collar</i> para o referido mês i e cenário de preço c (R\$ / MWh).
Q_i	Quantidade (MWh) de energia negociada no período estipulado do contrato.

A última modalidade de contrato que foi inserida no portfólio é a exposição ao preço de curto prazo (ECP). É o contrato onde o risco está mais envolvido já que os valores do MWh nesses contratos estão atrelados puramente ao PLD e não são simplesmente a valores derivados deste. Para exemplificar tal exposição, há um cenário de preço de curto prazo, na série em que o trabalho detém, com média de R\$421,79 / MWh e desvio padrão de R\$766,03 / MWh.

Para este tipo de contrato, o preço é atrelado a um ágio, função da oferta e demanda de lastro no mercado. No contrato estudado o valor final é formado pelo PLD mensal mais este ágio valorado em R\$22,50 / MWh. Segue modelagem:

$$C_{ecp_{c,i}} = (P_{ecp_{c,i}} + a) \times Q_i \quad (5)$$

Onde,

C_{ecp}	Custo do contrato de curto prazo.
i	Mês analisado.
c	Cenário de preço (PLD) analisado.
P_{ecp}	Preço do contrato de curto prazo para o mês i e cenário de preço c (R\$ /MWh).
Q_i	Quantidade de energia transacionada a este contrato (MWh). Tal valor pode ser positivo ou negativo. A empresa pode comprar no curto prazo ou vender no curto prazo conforme cenário de preço, como já explicado.
a	Ágio estabelecido entre as partes. Função da oferta e demanda de lastro no mercado.

Para finalizar esta etapa saímos dos contratos nos moldes derivativos customizados para o mercado de eletricidade para a parcela autoproduzida (APE). Foi considerado um preço de repasse da energia elétrica, o qual viabilizou o investimento feito para a autoprodução. Tal preço acrescido dos outros custos formam o valor do MWh para esta forma de contratação. A modelagem do contrato ficou como segue:

$$Cape_i = Prep \times Q_i \quad (6)$$

Onde,

<i>Cape</i>	Custo da energia autoproduzida.
<i>i</i>	Mês analisado.
<i>Prep</i>	Preço de repasse (R\$ / MWh).
<i>Q_i</i>	Quantidade de energia transacionada a este contrato (MWh).

6.1.5 Otimização

No competitivo mundo global onde os executivos estão inseridos hoje, há muitas decisões a serem tomadas, envolvendo milhares de alternativas. Considerar e avaliar cada uma dessas opções baseado apenas na heurística do tomador torna se uma tarefa impraticável e até impossível em alguns casos. Logo, modelos podem auxiliar os executivos a analisar melhor as decisões e também a encontrar boas soluções. Um modelo pode capturar as principais características de um problema e desenhar este de uma forma mais fácil de se interpretar. Modelos podem despertar *insights* que a heurística e a intuição por si só não conseguem.

Um modelo de otimização possui três características principais: Variáveis de decisões (quantidade que devemos ter controle), Restrições (relações entre as variáveis de decisão que restringe o valor destas) e um Objetivo. Eles podem ser classificados em discretos (quando envolvem apenas variáveis discretas), contínuos (variáveis contínuas) ou mistos (envolvem os dois tipos citados). Podem ser linear ou não linear dependendo da forma de como as relações matemáticas são feitas. Em um modelo linear todos os termos da fórmula apenas contêm uma única variável multiplicada por uma constante. Qualquer outra apresentação caracteriza modelos não lineares. Os modelos de otimização podem ser também determinísticos ou estocásticos dependendo da natureza dos dados utilizados. Em um modelo determinístico, todos os dados de entrada são conhecidos com certeza. Em um modelo estocástico, alguns dos dados do modelo carregam consigo uma incerteza que são descritas por distribuições de probabilidade. Modelos estocásticos são mais complexos de otimizar porque requerem

simulações e programação para atingir o objetivo. A solução para um modelo de otimização fornece uma série de valores para as variáveis de decisão que otimiza o objetivo associado (LAGUNA, 1999).

Um simples modelo determinístico não pode captar os meandros envolvidos em uma tomada de decisão, mas podem auxiliar o processo. Quando alguma variável envolvida no modelo é estocástica e só pode ser representadas por uma distribuição, o objetivo fim também se apresentará como uma distribuição, tornando a solução mais ampla, factível e próxima da realidade. (LAGUNA, 1999).

i. Modelo determinístico

A utilização e resolução de um modelo determinístico pode auxiliar a entender melhor o problema proposto. No caso específico do trabalho, foi resolvido o determinístico para auxiliar no entendimento da solução do problema, no estabelecimento de possíveis portfólios adequados as necessidades de consumo da empresa e das opções existentes no mercado, análise de sensibilidades com algumas variáveis para entender o comportamento dos custos totais e estabelecer algumas premissas como o horizonte de tempo a ser estudado.

Foram utilizados dados de consumo de um Grande Consumidor de eletricidade. A contratação foi realizada a partir de duas opções de suprimento: a autoprodução e a contratação no ambiente livre. Dentro do ambiente livre foram utilizadas três formas de contratos como já citadas no trabalho. O horizonte de tempo escolhido foi de um ano. As tarifas de fornecimento foram calculadas a partir das componentes de custo fio e encargos apresentados pela distribuidora CEMIG e energia negociadas entre as partes interessadas.

Vale também ressaltar que as cargas estão conectadas a um nível de tensão maior ou igual a 69 kV, e isto deve ser considerado na modelagem, já que o nível de tensão também influencia na composição da tarifa de fornecimento, como já descrito e explicado no trabalho.

Tratando-se de um modelo determinístico, nenhum ambiente de simulação fora utilizado e a ferramenta empregada para aplicar a otimização do portfólio foi o *Optquest®* do *Crystal Ball®*.

A função objetivo visou minimizar o custo total da contratação de eletricidade, respeitando as restrições impostas. Conforme explicado anteriormente foi utilizado um modelo linear para a função objetivo e para as restrições. Para execução da otimização foram utilizadas duas séries de preço. Estas séries foram obtidas a partir das duzentas séries de preços produzidas pelo NEWAVE.

As duas séries de preço escolhidas para a aplicação nos contratos de exposição de curto prazo e para o contrato *Collar* foram as que tinham a menor e a maior média mensal para os doze meses de estudo. Com esses valores pode se encontrar os custos mínimos da conta de eletricidade da empresa em estudo proporcionados pelos dois extremos das séries de preço bem como a composição de seus portfólios.

Para o preço fixo os valores utilizados foram citados na modelagem do contrato e já para a autoprodução o valor do preço de repasse do MWh ficou em R\$ 111,13, valor este que viabilizou o investimento na geradora. Tal valor é apenas referente à parcela energia não considerando ainda os outros custos inerentes. Evidente que para a tarifa final tais valores foram acrescentados.

As tabelas expostas 6.3 e 6.4 vão dar a idéia exata de como foram calculados os valores para se chegar até o final da otimização e encontrar as carteiras provenientes das séries de preço citadas.

O consumo considerado para a empresa tem discretização mensal e não foi constante ao longo do ano (*flat*), conforme podemos observar na tabela 6.3. Foi projetado de acordo com a demanda firme para a produção planejada para empresa em estudo.

Período	Consumo (MWh)	Consumo (MW médio)	Período	Consumo (MWh)	Consumo (MW médio)
jan/11	23.469,00	31,54	jul/11	25.965,00	34,90
fev/11	20.618,00	30,68	ago/11	24.660,00	33,15
mar/11	25.216,00	33,89	set/11	24.163,00	33,56
abr/11	24.056,00	33,41	out/11	21.299,00	28,63
mai/11	22.411,00	30,12	nov/11	21.268,00	29,54
jun/11	27.748,00	38,54	dez/11	21.921,00	29,46

Tabela 6.3 – Consumo Mensal.

Fonte: Elaborado pelo autor.

As tarifas de fornecimento de cada uma das opções foram calculadas a partir do seu custo de fio, encargos e energia. As três opções de contratação no ambiente livre se diferem para a autoprodução em alguns custos, principalmente no que tange aos encargos, já que as empresas dispostas a investir em autoprodução estão livres de grande parte do pagamento destes custos, algo considerado na modelagem. Além disso, o preço de repasse (da energia propriamente dita) de uma geradora própria está bem abaixo dos negociados no ambiente de contratação livre, pelo menos na média deles.

Na tabela 6.4 pode se verificar o custo mensal de cada uma das formas de suprimento projetados em R\$ / MWh para o ano em estudo. APE e ECP são siglas referentes ao custo da opção autoprodução e exposição no curto prazo.

Fita de Preço - Menor Média					Fita de Preço - Maior Média				
Período	APE	ECP	Collar	Fixo	Período	APE	ECP	Collar	Fixo
jan/11	R\$ 193,36	R\$ 142,74	R\$ 187,44	R\$ 207,44	jan/11	R\$ 193,36	R\$ 752,15	R\$ 247,44	R\$ 207,44
fev/11	R\$ 203,30	R\$ 152,82	R\$ 197,52	R\$ 217,52	fev/11	R\$ 203,30	R\$ 762,23	R\$ 257,52	R\$ 217,52
mar/11	R\$ 188,26	R\$ 137,84	R\$ 182,54	R\$ 202,54	mar/11	R\$ 188,26	R\$ 747,25	R\$ 242,54	R\$ 202,54
abr/11	R\$ 191,56	R\$ 141,32	R\$ 186,02	R\$ 206,02	abr/11	R\$ 191,56	R\$ 750,73	R\$ 246,02	R\$ 206,02
mai/11	R\$ 171,11	R\$ 121,77	R\$ 166,47	R\$ 186,47	mai/11	R\$ 171,11	R\$ 731,18	R\$ 226,47	R\$ 186,47
jun/11	R\$ 161,21	R\$ 111,98	R\$ 156,68	R\$ 176,68	jun/11	R\$ 161,21	R\$ 721,39	R\$ 216,68	R\$ 176,68
jul/11	R\$ 162,41	R\$ 113,36	R\$ 158,06	R\$ 178,06	jul/11	R\$ 162,41	R\$ 722,77	R\$ 218,06	R\$ 178,06
ago/11	R\$ 166,41	R\$ 113,17	R\$ 157,87	R\$ 177,87	ago/11	R\$ 166,41	R\$ 722,58	R\$ 217,87	R\$ 177,87
set/11	R\$ 167,38	R\$ 118,54	R\$ 163,24	R\$ 183,24	set/11	R\$ 167,38	R\$ 727,95	R\$ 223,24	R\$ 183,24
out/11	R\$ 173,80	R\$ 125,16	R\$ 169,86	R\$ 189,86	out/11	R\$ 173,80	R\$ 734,57	R\$ 229,86	R\$ 189,86
nov/11	R\$ 173,88	R\$ 125,39	R\$ 170,09	R\$ 190,09	nov/11	R\$ 173,88	R\$ 734,80	R\$ 230,09	R\$ 190,09
dez/11	R\$ 198,57	R\$ 149,45	R\$ 194,15	R\$ 214,15	dez/11	R\$ 198,57	R\$ 758,86	R\$ 254,15	R\$ 214,15

Tabela 6.4 – Tarifas de Energia por Opção de Contratação.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Projetados os valores, cada um destes custos foram multiplicados pelo consumo mensal de eletricidade da planta em estudo em MWh, já mencionado, para que o trabalho chegasse a um custo total em cada mês e posteriormente um custo total para o horizonte de aplicação, para que este fosse minimizado.

Após Modelagem de todo problema, considerando todas as premissas decorrentes no mundo real, o trabalho passa para a próxima fase, de otimização. Abaixo a ilustração da função objetivo do problema que se deseja otimizar. Como o problema é determinístico foram utilizadas apenas as duas séries “c’s”, das duzentas séries.

$$\left(\text{Min} \sum_{12}^{m=1} Ct_c = CFix_m + Ccoll_{c,m} + Cape_m + Cecp_{c,m} \right) \quad (7)$$

Sujeito à:

$$Qape = 13 \text{ (MWm)}$$

$$Qecp \leq 10 \text{ (MWm)}$$

$$6 \leq Qcollar \leq 10 \text{ (MWm)}$$

$$6 \leq QFix \leq 18 \text{ (MWm)}$$

Onde:

$Qape$ Quantidade de energia contratada via autoprodução.

$Qecp$ Quantidade de energia exposta a curto prazo.

$Qcollar$ Quantidade contratada no collar.

$QFix$ Quantidade contratada a preço fixo.

c Série de preço.

m Mês em estudo.

As restrições acima revelam uma possível exposição maior ao risco dentro do máximo que pode ser contratado já que a empresa tem a possibilidade de contratar até 10 MW médios no curto prazo. Este é um possível perfil de risco que a empresa pode assumir, abrindo possibilidades para portfólios mais agressivos, já que 10 MW médios correspondem em média a 31% do consumo mensal durante o ano. É fato que se observa as séries de preços e dependendo de seu comportamento tem-se carteiras com maior ou menor exposição ao curto prazo. Além disso, as restrições foram adaptadas de acordo com as necessidades da empresa e, principalmente, de acordo com a disposição dos agentes de venda.

A quantidade adquirida via autoprodução é estabelecida de acordo com a parcela investida pela empresa na geradora e é consumida na sua totalidade. Os valores para os contratos *collar* e fixo foram restritos de acordo com o que o mercado podia oferecer. O *collar* possui uma discretização dentro das possibilidades de compra de dois MW médios e o fixo possui uma de quatro MW médios dentre as possibilidades mínima e máxima de compra.

Após solução via *Optquest*® o custo total minimizado da série de preço com menor média foi de R\$ 47.842.034 com um portfólio de 6 MW médios para o *collar*, 6 para o fixo, 13 na autoprodução e 7 em média mensal para o curto prazo. A carteira gerada pela série de preço com menor média demonstra um perfil mais agressivo, expondo a empresa a uma parcela maior de exposição no curto prazo.

Para a série de preço com maior média de PLD o custo total minimizado ficou em R\$ 14.927.383 com um portfólio de 10 (*collar*), 18 (fixo) e 13 (autoprodução) MW médios. Como a soma dos valores comprados de eletricidade mensais superam o consumo em todos os meses, foi necessária a venda das parcelas que sobraram ao longo dos meses. Foram vendidos uma média de 9 MW médios mensais, e com o alto valor de PLD para esta série é possível entender porque o custo total final ficou tão baixo se comparado a outra série, com média menor.

Suponha que a opção fixa de portfólio apontada pela empresa fosse configurada de acordo com o primeiro arranjo encontrado acima: 6 *collar*, 6 fixo, 13 autoprodução e 7 MW médios para o curto prazo. Simulando a série de preço de maior média para tal portfólio, o custo total da conta de eletricidade ficaria em R\$ 87.041.252. Esse valor representa aproximadamente R\$ 70 milhões a mais quando comparado ao mesmo portfólio ótimo encontrado para a série de preços de maior média. Imagine quão desastroso pode ser para empresa um resultado adverso como este.

6.1.6 Construção das Carteiras e Distribuições de Custos Finais

Para auxiliar na busca da solução probabilística do problema, foram utilizadas as duzentas séries de preço para que as soluções apresentassem distribuições finais com momentos estatísticos, auxiliando na tomada de decisão. Com tais duzentos preços foi possível iniciar a solução do problema.

A fim de complementar a busca por esta solução a partir das carteiras pré montadas, o problema determinístico foi solucionado duzentas vezes (utilizando as 200 séries de preço). O resultado encontrado foi uma distribuição final de duzentos custos mínimos totais para o horizonte de um ano e carteiras finais de contratos com as quantidades para cada uma das opções de contratação, de acordo com as restrições propostas e explicadas anteriormente. Essa distribuição de custos minimizados teve valor de R\$ 14.927.383 e R\$ 51.332.474 para os limites mínimos e máximos. Entretanto não é possível realizar nenhuma medição de risco, por exemplo, já que tal distribuição apresenta apenas os valores dos custos mínimos e não todo o cenário, por carteira existente.

Esta distribuição foi importante para que se analisasse as principais carteiras do problema, tomasse esses portfólios e os enquadrasse no perfil do agente consumidor e dos agentes vendedores, que estão oferecendo os contratos de eletricidade. É primordial entender que a carteira não pode ser simplesmente formulada pelo agente consumidor da forma que for mais conveniente a ele. Daí entender que não basta simplesmente encontrar um portfólio ideal, com um custo mínimo ótimo, para aquelas opções de valores por contrato se o agente que está vendendo a eletricidade não tiver a opção. O consumidor não vai simplesmente até o mercado e compra o contrato da maneira que se adéque melhor a suas necessidades. É preciso mais do que isso. É necessário que o agente vendedor tenha as disponibilidades de quantidades para aquele determinado contrato. Nem sempre tais disponibilidades são customizadas as necessidades de quem está comprando. Isso deve ser considerado no problema.

A partir de carteiras pré-montadas entre as necessidades e ofertas dos dois agentes é possível calcular uma distribuição de custos para cada uma delas (a partir das duzentas séries de PLD) e agora sim extrair parâmetros como média, desvio padrão, *Value at Risk* e *Conditional Value at Risk* para que decisões possam ser tomadas.

A seguir pode se observar a composição das doze carteiras consideradas, montadas a partir da solução do problema determinístico, da minimização dos custos para cada uma das

duzentas séries de preço, das restrições de quantidades pontuais oferecidas pelos agentes vendedores e pelo perfil de necessidades, oportunidades e ofertas dos dois agentes envolvidos.

Pode se acompanhar também o histograma das distribuições de custos totais para cada uma das carteiras, resolvidas a partir das duzentas séries de PLD definidas. Além disso, o trabalho apresenta parte das distribuições de custos de cada um dos portfólios.

Pode se observar que os portfólios 1, 5 e 9 foram os que tiveram uma maior exposição à aquisição de eletricidade no curto prazo, conseqüentemente os portfólios que mais se expuseram ao risco de mercado. Por tal motivo é possível perceber que tais portfólios possuem cenários de custos totais maiores que os demais. Conseqüentemente são nessas carteiras que a empresa pode sofrer as maiores perdas.

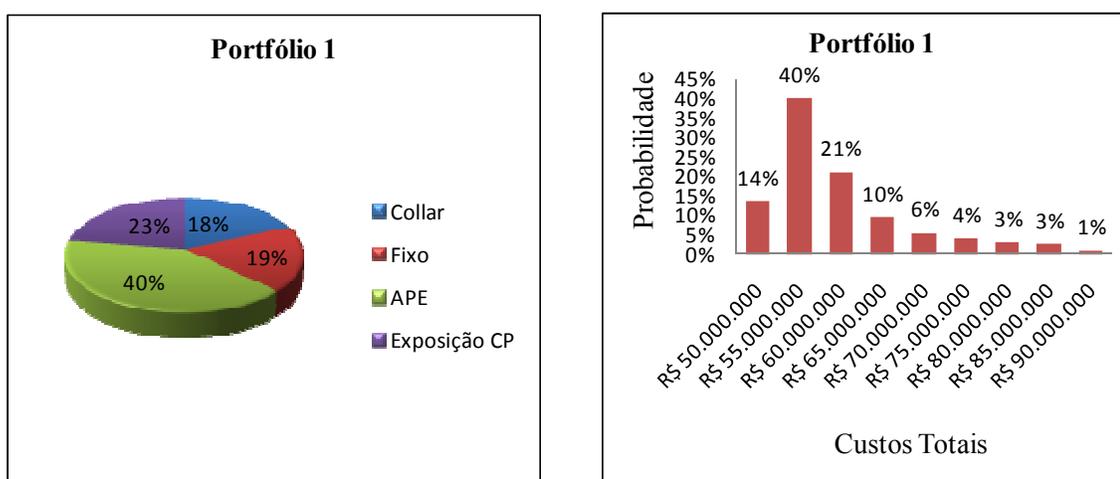


Figura 6.6 – Composição do Portfólio 1 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 47.842.035	...	R\$ 53.903.755	...	R\$ 65.145.600	...	R\$ 87.041.253
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.5 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 1.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A figura 6.6 apresenta a composição do primeiro portfólio de aquisição de eletricidade estabelecido, bem como o histograma da distribuição de custos totais para este portfólio. Mais a seguir pode-se encontrar informações relevantes para cada um dos portfólios estabelecidos para que as decisões possam ser tomadas. A tabela 6.5 apresenta uma amostra das duzentas funções de custos estabelecidas para o portfólio 1 com limite inferior e superior estabelecido e alguns valores intermediários. Segue os outros onze portfólios calculados, com seus histogramas e distribuição de custos.

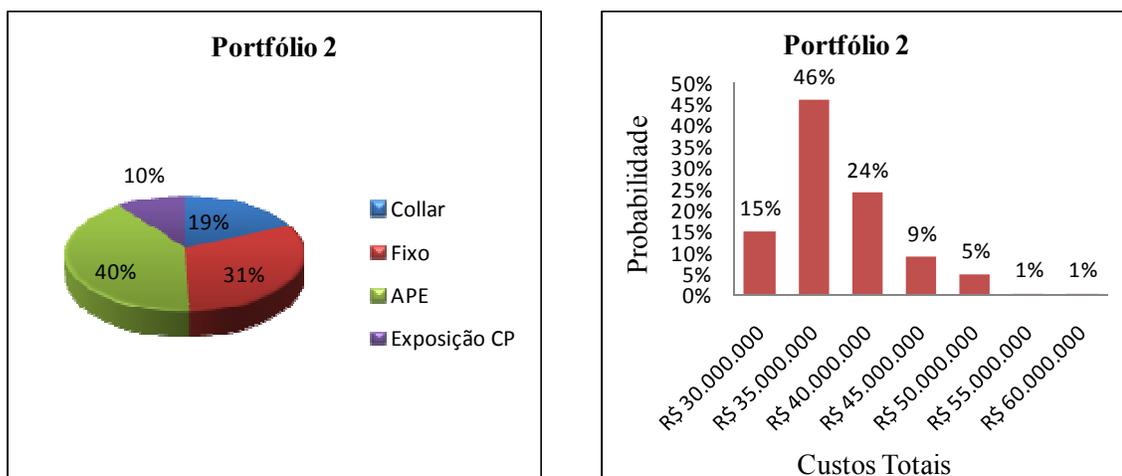


Figura 6.7 – Composição do Portfólio 2 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 29.709.049	...	R\$ 31.938.313	...	R\$ 48.013.676	...	R\$ 57.297.970
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.6 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 2.

Fonte: Elaborado pelo autor.

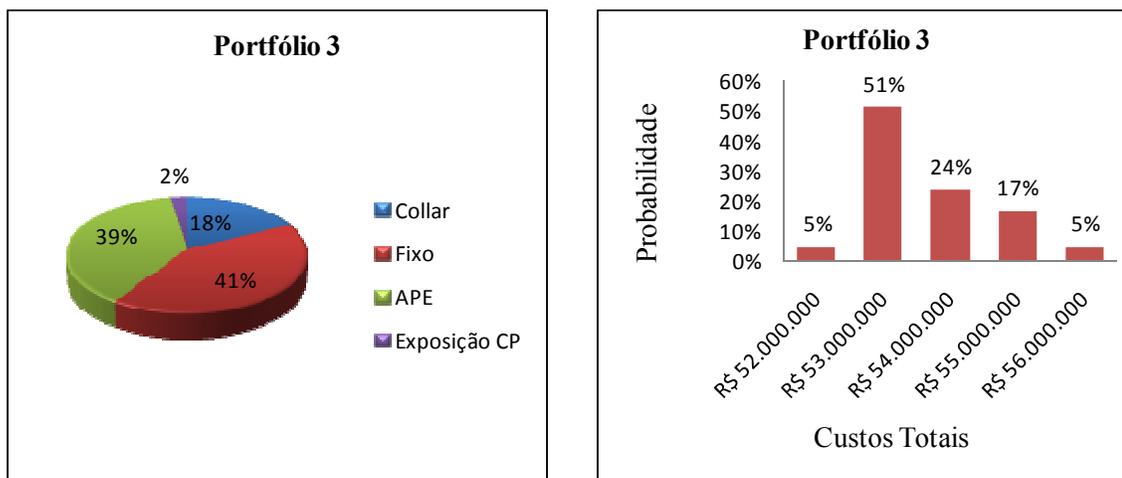


Figura 6.8 – Composição do Portfólio 3 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 51.086.775	...	R\$ 52.543.938	...	R\$ 54.620.892	...	R\$ 55.819.647
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.7 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

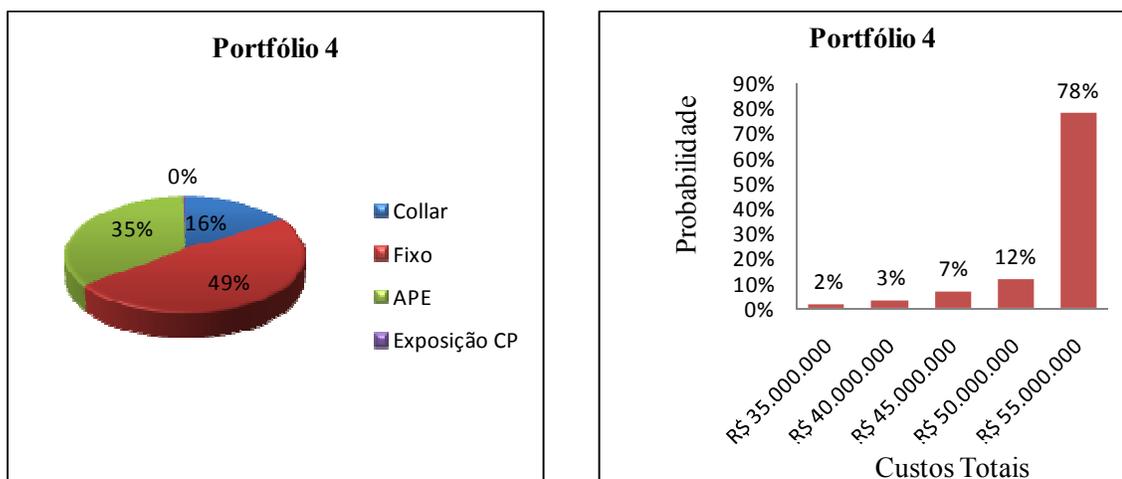


Figura 6.9 – Composição do Portfólio 4 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 32.612.421	...	R\$ 44.098.326	...	R\$ 51.981.580	...	R\$ 54.647.019
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.8 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 4.

Fonte: Elaborado pelo autor.

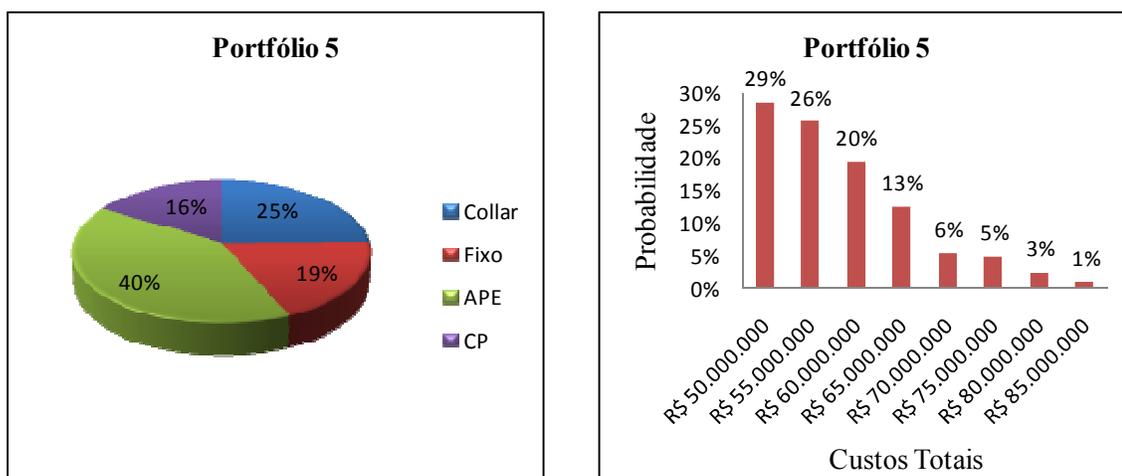


Figura 6.10 – Composição do Portfólio 5 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 48.625.179	...	R\$ 58.581.953	...	R\$ 70.248.872	...	R\$ 81.029.817
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.9 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 5.

Fonte: Elaborado pelo autor.

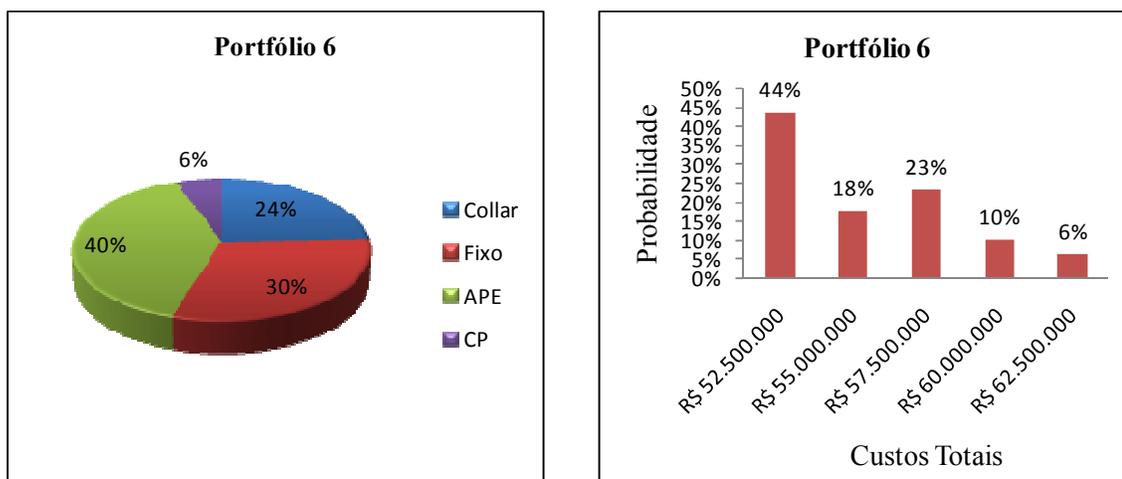


Figura 6.11 – Composição do Portfólio 6 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 50.806.845	...	R\$ 55.898.233	...	R\$ 58.146.109	...	R\$ 62.287.551
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.10 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 6.

Fonte: Elaborado pelo autor.

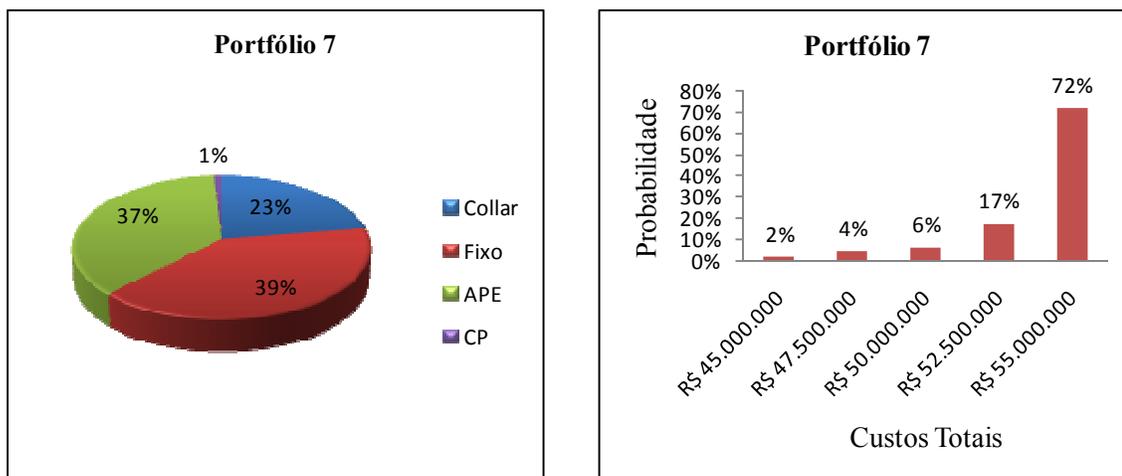


Figura 6.12 – Composição do Portfólio 7 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 42.856.540	...	R\$ 48.774.581	...	R\$ 51.628.018	...	R\$ 54.323.139
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.11 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 7.

Fonte: Elaborado pelo autor.

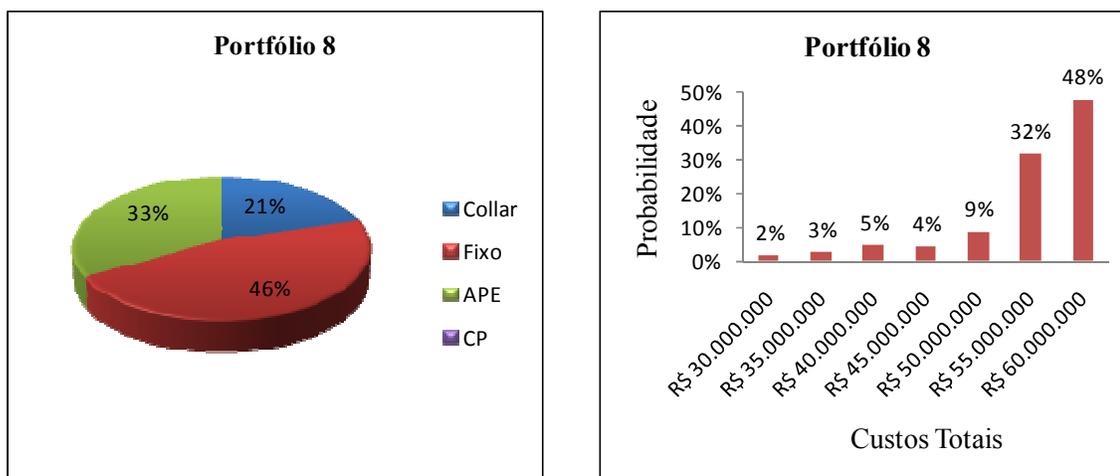


Figura 6.13 – Composição do Portfólio 8 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 25.884.385	...	R\$ 47.876.559	...	R\$ 51.842.135	...	R\$ 57.540.926
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.12 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 8.

Fonte: Elaborado pelo autor.

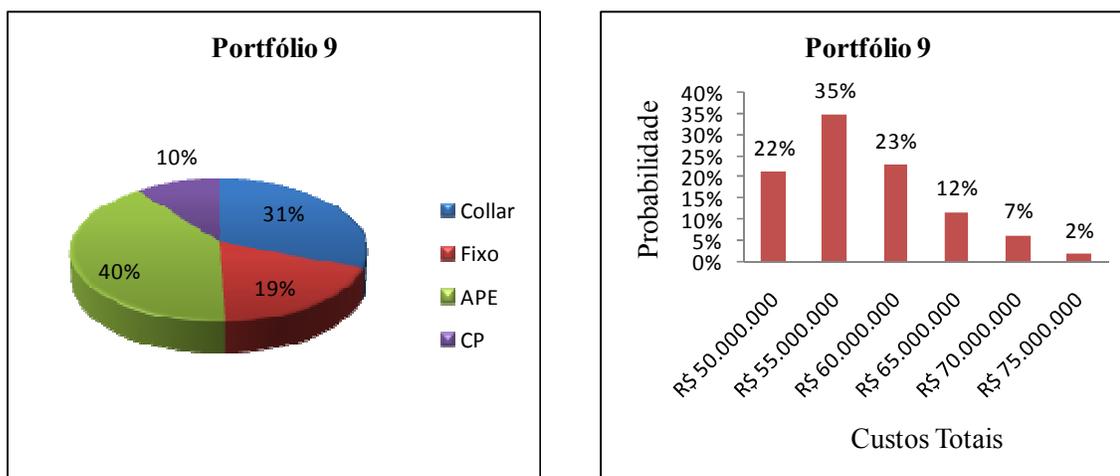


Figura 6.14 – Composição do Portfólio 9 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 49.408.323	...	R\$ 54.717.019	...	R\$ 65.155.645	...	R\$ 72.187.298
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.13 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 9.

Fonte: Elaborado pelo autor.

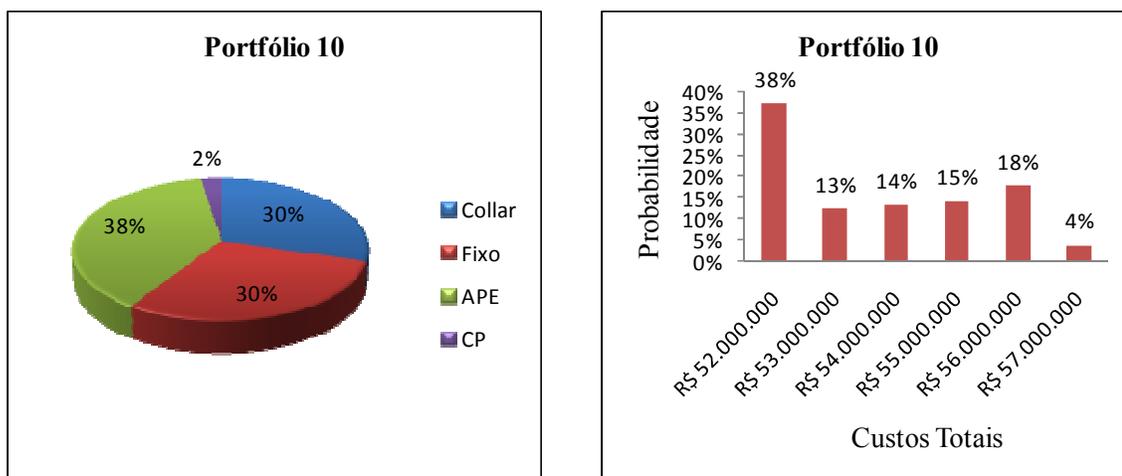


Figura 6.15 – Composição do Portfólio 10 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 51.332.474	...	R\$ 52.023.006	...	R\$ 55.607.619	...	R\$ 56.955.573
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.14 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 10.

Fonte: Elaborado pelo autor.

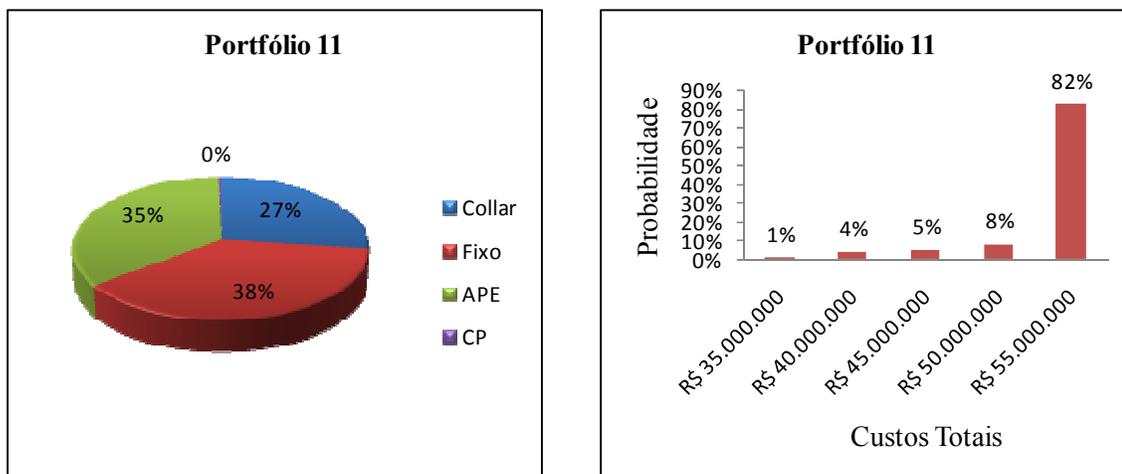


Figura 6.16 – Composição do Portfólio 11 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 34.014.021	...	R\$ 45.438.531	...	R\$ 53.858.912	...	R\$ 54.191.364
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.15 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 11.

Fonte: Elaborado pelo autor.

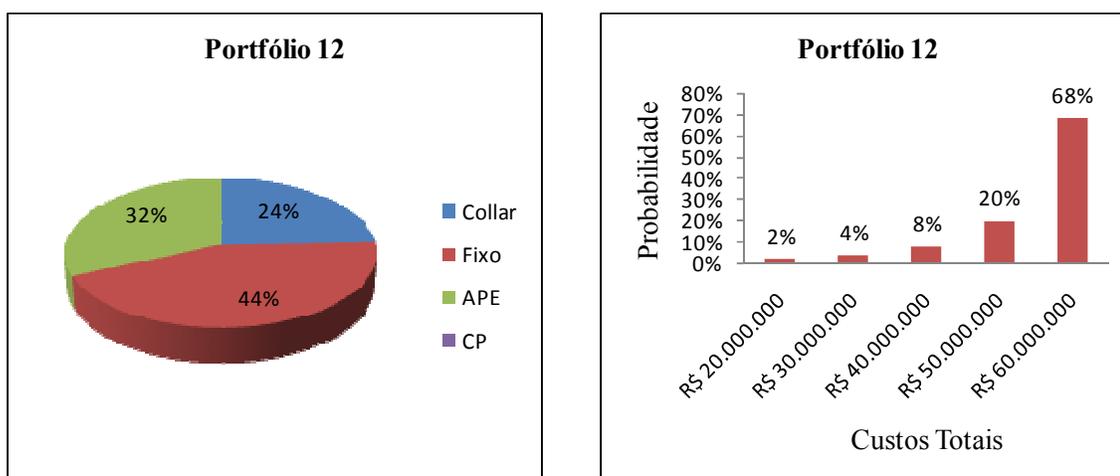


Figura 6.17 – Composição do Portfólio 12 e Histograma da distribuição de seus Custos Totais
Fonte: Elaborado pelo autor.

Custos Totais	R\$ 14.927.383	...	R\$ 30.391.481	...	R\$ 43.804.516	...	R\$ 56.209.587
----------------------	----------------	-----	----------------	-----	----------------	-----	----------------

Tabela 6.16 – Amostra da distribuição de Custos Totais Portfólio 12.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apresentada as opções de portfólio e suas distribuições é hora de migrar para segunda etapa da metodologia, o segundo “M”, a fim de medir as possíveis perdas que a carteira pode sofrer, calculadas das métricas de medição de risco apresentadas pelo trabalho.

6.2 Medição (*Measurement*)

Nesta etapa, o trabalho se volta para medição do risco. É parte da segunda etapa da metodologia proposta e tem papel importantíssimo na gestão de risco e na tomada de decisão, pois indica qual ou quais dos portfólios pode acarretar em maiores exposições para a empresa e se esta, está disposta a assumir perdas caso opte por alguma das carteiras com maior *VaR* ou *CVaR*.

Basicamente, o que será apresentado nesta etapa, são as escolhas das métricas de risco que serão utilizadas, o perfil de risco (nível de confiança) escolhido, os valores das máximas perdas a partir de cada distribuição de custos apresentada, a apresentação de um gráfico com a relação custo-risco e uma ferramenta de apoio a tomada decisão baseada na relação risco recompensa.

As métricas de risco utilizadas para mensurar as perdas nas carteiras são as que já foram citadas anteriormente no trabalho, *VaR* e *CVaR*. Como descrito na fundamentação sobre medidas de risco, o cálculo do *VaR* pode ser realizado através de três metodologias. Tendo a distribuição de probabilidade dos custos e o nível de confiança determinado, facilmente é

obtida a variação potencial para o *VaR*. Esta é a variação correspondente ao percentil da distribuição associado ao nível de confiança escolhido.

Definida a metodologia de cálculo é importante determinar qual grau ou nível de confiança a ser utilizado. Como o *VaR* representa uma estimativa, a perda efetiva pode ser diferente da perda estimada pelo *VaR*. Em geral o *VaR* é calculado para graus de confiança de 95%, 99%. No decorrente trabalho o *VaR* será calculado apenas para o grau de 95%, já que os cenários que excedem tal percentil não são tão catastróficos e uma outra métrica que mede a perda além do *VaR* também será apresentada. Uma dúvida que surge com a utilização do grau de confiança é por que não utilizar um *VaR* com 100% de confiança? A resposta para tal pergunta vem a seguir. Com esse nível, não haveria dúvidas quanto a perda máxima e, conseqüentemente, não ocorreria situações em que a perda efetiva superasse o *VaR* calculado (KIMURA *et al.*, 2009). Como o PLD é difícil de ser projetado, as séries apresentadas apresentam uma margem de erro. Para ter o nível em 100% era preciso colocar o *VaR* em um valor astronômico para que as perdas efetivas não ultrapassassem as perdas máximas dada pelo *VaR*. Basicamente um *VaR* com 100% de confiança não agrega informação ou importância na tomada de decisão (KIMURA *et al.*, 2009).

Determinado o nível de confiança, outro aspecto importante é o horizonte de tempo da métrica. Como o trabalho vai trabalhar com as carteiras fechadas para o período de um ano o *VaR* fica definido para o mesmo horizonte. Todavia, normalmente o *VaR* é calculado para horizontes menores (um dia, uma semana, um mês) devido a volatilidade dos preços envolvidos, como por exemplo, uma ação qualquer no mercado financeiro.

Uma das limitações do *VaR* está associada ao grau de confiança, como já discutido anteriormente. Uma carteira com grau de confiança de 100% não constitui em informação relevante. Um grau de confiança de 95% é muito mais informativo. Disso, as perguntas que seguem é o que aconteceria se o *VaR* fosse violado? E, se ultrapassada a perda máxima estipulada pelo *VaR*, quanto pode ser o valor dessa perda? Se o gestor tiver uma segunda informação, por exemplo, da média das perdas que superam o *VaR* ele tem agora mais um valor que pode auxiliar na tomada de decisão. Esse valor médio está associado ao *Conditional Value at Risk (CVaR)* e dependendo de seu tamanho frente ao *VaR* o tomador de decisão tem a exata sensibilidade de qual carteira optar para evitar danos catastróficos (KIMURA *et al.*, 2009). É mais uma informação para o tomador de decisão.

Explicitado e contextualizado os conceitos, o trabalho exhibe na tabela 6.17 dois momentos estatísticos como média e desvio padrão das distribuições de custos para as

carteiras estipuladas, os custos mínimos de cada carteira, bem como parâmetros como as medidas *VaR* e *CVaR*. Com estes números é possível optar pela carteira que menos expõe a empresa ao risco, acarretando em menores perdas. O tomador de decisão pode analisar cada caso e optar pela opção que mais se adéqua ao perfil da empresa. Além disso, pode extrair outros momentos estatísticos e informação importantes destas distribuições, se for de interesse.

Portfólio 1	Valor	Portfólio 2	Valor	Portfólio 3	Valor	Portfólio 4	Valor
Média	R\$ 57.121.416	Média	R\$ 29.739.685	Média	R\$ 53.093.744	Média	R\$ 51.082.023
Desvio	R\$ 8.619.233	Desvio	R\$ 5.345.027	Desvio	R\$ 943.937	Desvio	R\$ 4.539.108
VaR 95	R\$ 76.494.757	VaR 95	R\$ 45.819.050	VaR 95	R\$ 54.762.312	VaR 95	R\$ 54.568.285
CVaR	R\$ 81.682.680	CVaR	R\$ 49.320.564	CVaR	R\$ 55.105.319	CVaR	R\$ 54.624.678
Custo Mínimo	R\$ 47.842.035	Custo Mínimo	R\$ 29.709.049	Custo Mínimo	R\$ 51.086.775	Custo Mínimo	R\$ 32.612.421
Portfólio 5	Valor	Portfólio 6	Valor	Portfólio 7	Valor	Portfólio 8	Valor
Média	R\$ 56.228.702	Média	R\$ 54.216.981	Média	R\$ 52.205.260	Média	R\$ 52.308.023
Desvio	R\$ 7.822.682	Desvio	R\$ 3.200.086	Desvio	R\$ 2.036.465	Desvio	R\$ 6.550.898
VaR 95	R\$ 71.986.826	VaR 95	R\$ 60.399.014	VaR 95	R\$ 53.916.749	VaR 95	R\$ 57.414.708
CVaR	R\$ 77.043.962	CVaR	R\$ 61.639.082	CVaR	R\$ 54.090.528	CVaR	R\$ 57.508.666
Custo Mínimo	R\$ 48.625.179	Custo Mínimo	R\$ 50.806.845	Custo Mínimo	R\$ 42.856.540	Custo Mínimo	R\$ 25.884.385
Portfólio 9	Valor	Portfólio 10	Valor	Portfólio 11	Valor	Portfólio 12	Valor
Média	R\$ 55.340.218	Média	R\$ 53.328.497	Média	R\$ 51.316.776	Média	R\$ 49.305.056
Desvio	R\$ 5.877.109	Desvio	R\$ 1.625.179	Desvio	R\$ 3.949.993	Desvio	R\$ 8.568.788
VaR 95	R\$ 67.355.050	VaR 95	R\$ 55.889.459	VaR 95	R\$ 53.880.657	VaR 95	R\$ 56.018.992
CVaR	R\$ 69.937.208	CVaR	R\$ 56.341.852	CVaR	R\$ 53.954.949	CVaR	R\$ 56.166.439
Custo Mínimo	R\$ 49.408.323	Custo Mínimo	R\$ 51.332.474	Custo Mínimo	R\$ 34.014.021	Custo Mínimo	R\$ 14.927.383

Tabela 6.17 – Média, Desvio Padrão, *VaR*, *CVaR* e Custo Mínimo das Carteiras propostas.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os resultados descritos na planilha é possível agora plotar em um gráfico custo - risco os valores de custo médio versus valores do *Value at Risk* para cada portfólio (figura 6.18). Essa relação custo-risco vai apontar ao executivo de energia desta empresa qual carteira sinaliza com o menor *VaR* junto da menor média de custos da carteira. Também vai apontar os mesmos valores para todas as outras carteiras calculadas. Além disso, será plotado outro gráfico (figura 6.19) com menor custo por carteira versus o *VaR* da mesma, fornecendo uma outra possível opção de informação. Vale ressaltar que o resultado está associado ao caso específico do trabalho e, principalmente, a série de preço de curto prazo (PLD) utilizada para a solução do problema corrente.

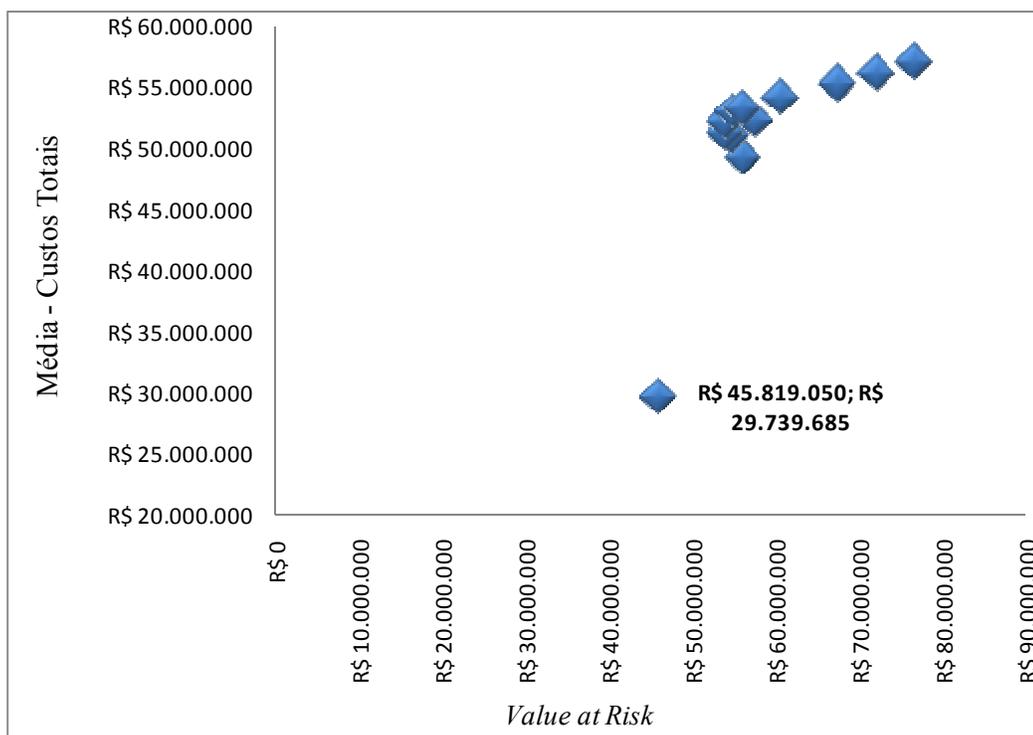


Figura 6.18 – Relação Custos Totais Médios X *VaR*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

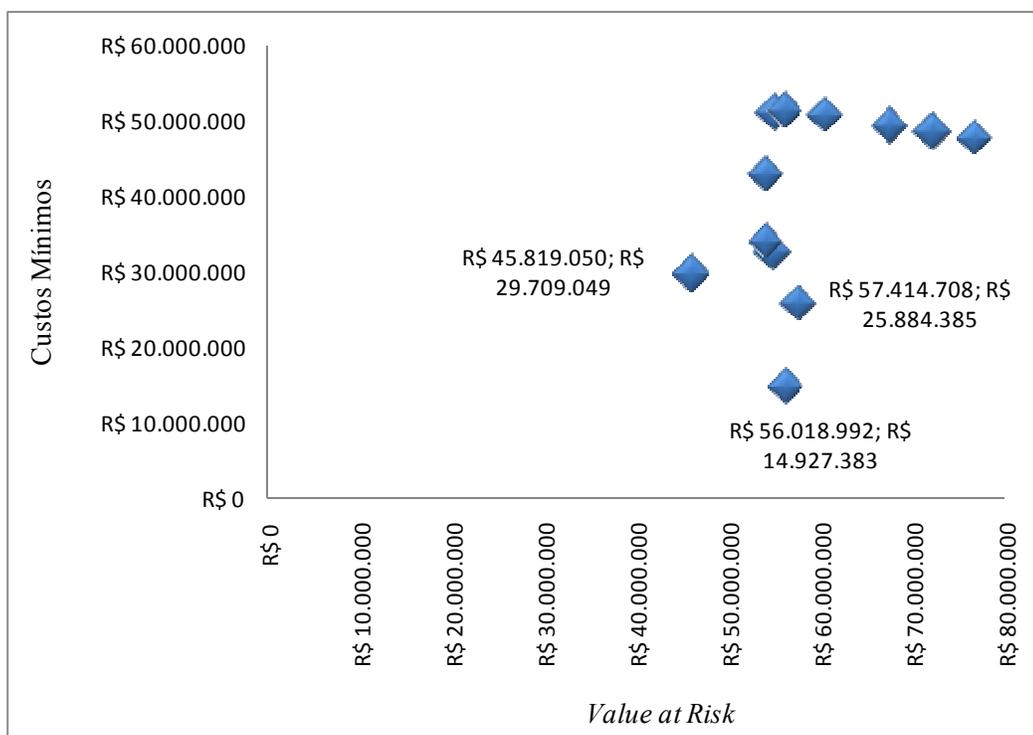


Figura 6.19 – Relação Custos Mínimos X *VaR*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O principal objetivo desses gráficos é apresentar mais opções de informação qualitativa a metodologia e aos tomadores de decisão. Para cada momento (horizonte) e série de preços em que as carteiras forem analisadas poderá existir um gráfico com uma relação risco recompensa. O risco é representado pela métrica escolhida pelo decisor e a recompensa representada pelo custo da conta de eletricidade. Os pontos plotados no gráfico estão bem alinhados com as formatações da carteira, com o cenário de preços utilizados, com o perfil de risco escolhido e com a métrica de risco selecionada. O caso utilizado no trabalho é específico e apóia o entendimento da metodologia. Composição de carteira e projeção de preços no curto prazo são fundamentais para que as decisões sejam tomadas.

6.2.1 Relação Risco Recompensa como apoio a Tomada de Decisão

Uma forma interessante de plotar os resultados em um gráfico é apresentada no trabalho de Volponi e Cabral (2009). Seria mais uma fonte de informação para auxílio à tomada de decisão do executivo da área e auxiliaria a apresentação destes resultados aos outros interessados a esta decisão dentro da organização. O gráfico tende a tornar a informação mais fácil de ser visualizada.

Pode se apresentar neste gráfico um ponto inicial (o trabalho trata de ponto neutro) estipulado pela área da empresa responsável pelo departamento de energia, por outros interessados e os que possuem conhecimento para estipular tal momento. Tal ponto refletiria valores que seriam base inicial da organização para o custo da conta de eletricidade atrelado a uma perda máxima. Valores que seriam o mais próximo do aceitável e ideal para empresa. A partir desse ponto pode-se tomar as decisões e entender o que cada carteira calculada representa. Caso o portfólio calculado esteja com um custo e um *VaR* maior que o ponto neutro, conforme ponto 1 na figura 6.20, o gestor não recomendará a concretização do negócio. Caso o custo e o *VaR* sejam menores, conforme ponto 2 na figura 6.20, o gestor recomenda que se realize a compra (VALPONI e CABRAL, 2009).

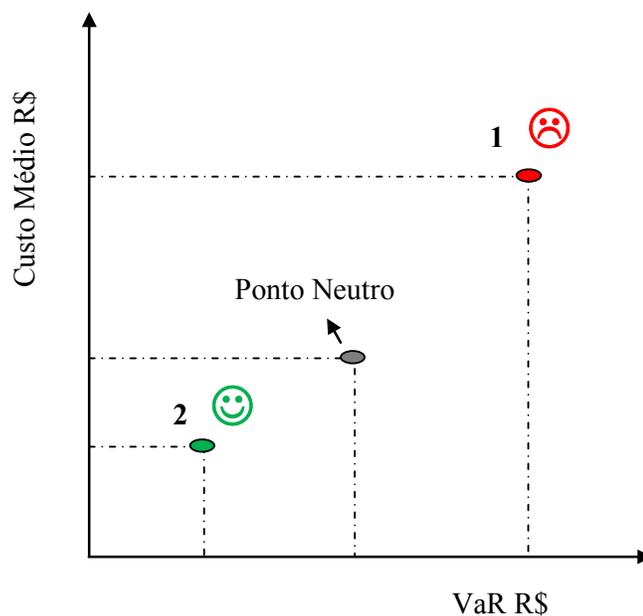


Figura 6.20 – Gráfico Riso Recompensa.
Fonte: Adaptado Volponi e Cabral (2009).

Seguindo tal lógica apresentada na figura 6.20, pode-se dividir o gráfico em quatro regiões conforme recomendação para a contratação ou não do portfólio pelo gestor responsável (VALPONI e CABRAL, 2009). Vale ressaltar que essa forma de visualização conforme a figura 6.21 é mais um apoio ao tomador de decisão e a metodologia apresentada e fica como opção do executivo de utilizá-la ou não. Vamos as regiões (VALPONI e CABRAL, 2009):

Positiva: Posição 1 onde o gestor de risco deve recomendar a realização da negociação em análise, pois há redução de custo e de risco no portfólio frente ao ponto neutro.

Negativa: Posição 2 onde o gestor de risco não deve recomendar a realização da negociação já que o risco e o custo do portfólio aumentam.

Tendência positiva: Posição 3, onde VaR diminui e o custo aumenta, e desta forma não há uma recomendação plena para contratação. Entretanto como a relação VaR e custo melhora, há uma tendência positiva para a recomendação da negociação em questão.

Tendência negativa: Posição 4, onde os impactos são semelhantes ao da posição 3, porém a relação VaR e custo piora, e sendo assim, há a tendência de não recomendação da negociação.

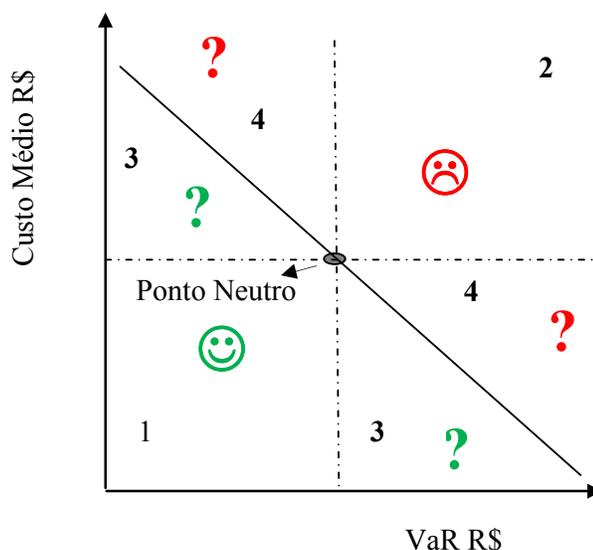


Figura 6.21 – Regiões de apoio a Decisão.
Fonte: Adaptado Volponi e Cabral (2009).

As condições de portfólios de contratação podem se alterar por uma série de razões. Dentre elas as mais importantes são as alterações dos preços de mercado ou PLD e investimentos em negócios para autoprodução.

Apresentado o segundo “M”, o trabalho migra para última etapa da metodologia, responsável pelas análises de resultados e principais decisões.

6.3 Gestão (*Management*)

Esta última etapa do trabalho pretende auxiliar o executivo a tomar a melhor decisão após o problema proposto pela pesquisa ter sido resolvido e propor melhorias futuras frente aos desafios que devem ser enfrentados para alcançar uma gestão eficiente pelo tomador de decisão responsável. Além disso, esta última etapa tem objetivo de fazer uma análise dos resultados encontrados, depois da modelagem e medição feitas.

Mudanças regulatórias que poderão ocorrer (risco regulatório), volatilidade da função dos preços futuros que estão por vir e a análise de viabilidade de novos empreendimentos em autoprodução, para que aumente a carga de eletricidade autoproduzida da planta em estudo, estão entre os objetivos futuros dessa gestão.

A proposta do objetivo do trabalho foi desenvolver uma metodologia que auxiliasse o gestor de energia da empresa em estudo a gerenciar o risco na contratação de energia elétrica. Para isso foi necessário diversificar as formas de contratação, utilizar mecanismos de *hedge* para proteger os contratos das altas volatilidades de preço e medir para evitar portfólios com perdas acima do esperado. Tudo isso, para trazer uma maior eficiência ao processo, decisões

mais eficazes e conseqüentemente menor custo para conta de eletricidade frente ao perfil de risco estabelecido.

A razão para isso é que as empresas eletrointensivas, como a estudada, possuem um dispêndio alto em sua matriz de custos com gastos em eletricidade, já que seu processo é altamente dependente do insumo. Em determinadas empresas a porcentagem chega até 40% do custo total de produção e ganhos com a redução da conta de eletricidade, tem impacto direto no resultado da empresa.

Baseado na realidade do mercado, a metodologia atingiu esse ponto crucial onde as decisões devem ser tomadas após toda modelagem e medição feitas.

O motivo de delimitar o trabalho nas doze carteiras apresentadas anteriormente atende para as necessidades reais do problema, já descritas. Agora o executivo tem em mãos doze distribuições de custos para diferentes carteiras, momentos estatísticos e parâmetros que medem as perdas para o nível de segurança escolhido (*VaR*) e possíveis perdas que extrapolam este nível (*CVaR*).

Quando o *CVaR* é calculado o principal objetivo é flagrar algum cenário catastrófico que a distribuição em estudo pode apontar e assim alertar o executivo de que determinada carteira pode apresentar, em uma situação completamente adversa de preços de curto prazo, um resultado inesperado e incompatível com o perfil de risco que a empresa possui. Não houve nenhum cenário compatível com o descrito acima para as séries de preço utilizadas no trabalho e os valores do *CVaR* ficaram próximos ao *VaR* das carteiras. Entretanto, ocorreram quatro casos onde tal medida se descolou levemente, nos portfólios 1, 2, 5 e 9. Ressalta-se que foram essas carteiras que tiveram uma exposição maior ao curto prazo.

Ao observar isoladamente a média, o *VaR* e o *CVaR* da carteira dois (2), percebe-se que é uma carteira que oferece exposições a perdas (*VaR*) de aproximadamente 55% ($VaR = \sim R\$45 \text{ mi} / \text{Custo Médio} = \sim R\25 mi) a mais do valor médio de seus custos. Se a análise for feita isoladamente por carteira, a dois (2) é a que oferece a maior perda relativa comparada com as outras carteiras (55%). Tal perda relativa refere-se ao valor do *value-at-risk* de cada carteira dividido pelo custo médio desse mesmo portfólio. Porém, quando se observa o cenário macro, dos doze portfólios, é possível perceber que o portfólio dois possui a menor média e o menor valor de *VaR* dentre os calculados e isso gabarita o dois a melhor relação custo-risco. Por mais que se imagine o pior caso ocorrendo na carteira dois e esse portfólio traga a perda estipulada para o nível de segurança de 95% ($\sim R\$45 \text{ mi}$) essa perda é menor que a média de custos de todos os outros onze portfólios. Ao observar a figura 6.18 nos deparamos exatamente com

essa situação. Esse fato ocorreu, principalmente, pelas características da série de preço utilizadas e a forma que as carteiras foram delimitadas.

Outra possível análise a ser feita é considerar o menor custo de cada portfólio. Mesmo que exista chance de 0,5% de ocorrência, já que possuímos uma distribuição de duzentos valores referentes às equiprováveis séries de preço, este custo mínimo pode ocorrer com a mesma probabilidade dos outros. Observe as carteiras 2, 8 e 12. Como de conhecimento, a carteira dois tem a menor perda (*VaR*) entre as três, entretanto as outras duas (8 e 12) apontam custos mínimos menores. A redução da exposição ao risco reduz o potencial de exposição a oportunidade de ganho. Opção do gestor é analisar a situação e entender se a empresa pode se expor a um *VaR* um pouco maior quando comparado ao *VaR* do portfólio 2, 22% (*VaR* P12 / *VaR* P2) para o portfólio doze e 25% (*VaR* P8 / *VaR* P2) para o oito, em busca de um possível custo menor. Lembrar que tal custo está atrelado a uma única série de preço. Além disso, a perda relativa dos portfólios oito e doze são menores comparadas ao portfólio dois.

Outra situação importante é atentar para o desvio padrão das carteiras. Pegue o exemplo do portfólio três. A carteira possui uma dispersão pequena em torno da média, logo um desvio baixo. Para tanto basta observar sua distribuição para entender o motivo. Dependendo do cenário de preço e do comportamento das outras carteiras (em outro cenário diferente deste) é uma opção que deve ser levada em consideração já que o desvio é baixo e o valor da perda calculada pelo *VaR* se aproxima da média. Optar por carteiras que tenham dispersões menores é optar por carteiras com valores de custos mais controláveis.

Além de atentar aos resultados obtidos o gestor deve passar todo o horizonte de tempo proposto pelo trabalho (um ano) observando possíveis mudanças regulatórias, mudanças bruscas nos cenários de preços de curto prazo (proporcionadas principalmente pela sazonalidade climática) e buscando projetos viáveis que possam aumentar sua capacidade de autoprodução no longo prazo.

A questão do acompanhamento dos preços futuros pelo departamento de energia da empresa evita perdas indesejadas caso aconteça um cenário totalmente inesperado e faz com que a empresa gere caixa com possíveis vendas de eletricidade no curto prazo que acabam sendo mais viáveis que o próprio negócio da empresa, naquele momento pontual. Imaginemos um caso que possa ocorrer no horizonte de tempo pré-estabelecido onde um cenário de preço com valor muito alto aconteça e a carteira que o executivo tenha optado tenha uma exposição considerável no curto prazo. O executivo, em sinergia com outros departamentos, pode apresentar um fluxo de caixa à diretoria da empresa mostrando a viabilidade de não trabalhar

a planta naquele período de alta de preços (PLD) para não expor a organização a este preço de curto prazo inesperado. Ele ainda pode vender a energia contratada pelas outras formas de contratação a este valor de PLD mais ágio, contribuindo, talvez, mais com o resultado final da empresa do que caso a planta estivesse trabalhando em produção normal. Nesse período de possível parada os departamentos poderiam adiantar as férias coletivas de seus funcionários ou mesmo aplicar operações de manutenção, como a restauração ou lavagem dos fornos utilizados no processo produtivo da empresa.

Para os processos de novos empreendimentos na área de geração é preciso entender que a energia autoproduzida deva ser competitiva suficiente a ponto de atender a taxa de retorno esperado pelo acionista, já que se trata de um projeto como outro qualquer, aplicado pela empresa e para suprir parte da carga elétrica utilizada.

7 Considerações Finais

7.1 Conclusões

O trabalho realizado nesta dissertação se aproveitou da escassez de pesquisas na área de gerenciamento de riscos e portfólios de contratos de eletricidade, voltados para o agente consumidor de grande porte. A lacuna existente na literatura da área no âmbito nacional e a aparição recente de trabalhos com o mesmo foco deste, mas em cenários e mercados totalmente diferentes do Brasileiro, ofereceu uma boa oportunidade de pesquisa dentro do tema abordado.

O sentimento que se estabelece é que como a gestão energética não é o negócio principal ou cerne desses grandes consumidores, há certo receio de se envolver com tal assunto por parte de seus executivos. Mas por que não adotar uma metodologia, por mais simples que seja, simplesmente para assegurar uma decisão mais eficaz? O mesmo sentimento é levado aos acadêmicos. Por que poucos trabalhos voltados à gestão energética dos grandes consumidores e muitos direcionados aos produtores, comercializadores e distribuidores?

Após um estudo bibliográfico buscando entender e estudar o máximo de trabalhos relacionados com o tema corrente e citar os que realmente podiam contribuir e auxiliar o autor na dissertação, a pesquisa encontra seu ponto alto na metodologia sugerida. Os três M's propostos por Romisch e Pflug para auxiliar processos decisórios em situações de incerteza se adaptaram muito bem ao escopo da pesquisa. Os autores propõem essa forma de auxílio à tomada de decisões de uma forma bem genérica, e o trabalho acabou utilizando desse recurso para fazer sua contribuição, adaptando as suas necessidades e objeto de estudo. Tal adaptação significa transformar cada uma das etapas ou M's em sub etapas que possam informar e auxiliar da maneira mais completa, a tomada de decisão. É a busca pela eficiência e para tirar da obscuridade tal processo.

É nessa metodologia que o trabalho realmente contribui em um processo que, hoje, se baseia em decisões pouco satisfatórias e que levam resultados insuficientes aos esperados pelos acionistas. O consumidor precisa saber das oportunidades que estão no mercado de eletricidade que podem reduzir sua conta de luz. Seja em um contrato derivativo estabelecido com uma comercializadora, seja em um investimento para gerar sua própria carga. Ele precisa conhecer sua tarifa minuciosamente. Entender e acompanhar o comportamento volátil do PLD e analisar o que de fato onera sua conta. Atentar em que pontos regulatórios o consumidor

pode discutir junto a uma classe mais forte para que esse ou aquele encargo não insira mais em sua tarifa. Procurar associações especializadas no assunto que possam auxiliá-los.

O primeiro “M”, modelagem, consiste na sustentação de toda a metodologia. Ali os arranjos matemáticos das tarifas de cada opção de suprimento foram estudados e descritos, bem como as formulações dos contratos de consumo. Nesse primeiro M o trabalho adicionou valor. Essa modelagem demandou o entendimento de cada opção de suprimento e cada custo inerente atrelado a sua tarifa. Os cenários de PLD foram balizados, as carteiras delimitadas a partir das necessidades e oportunidades dos agentes de consumo e venda, absolutamente tudo para garantir um processo final de tomada de decisão embasado e com informações precisas.

Os outros dois M’s da metodologia são consequência da etapa anterior. Definida as carteiras e suas funções de custos foi possível medir sua perda, baseada no perfil de risco estabelecido, e entender qual opção apresentava maior vantagem de retorno frente ao risco. A etapa final auxilia o executivo a optar pela opção mais atrativa de portfólio e vislumbrar as modificações que podem ocorrer no futuro, dentro do horizonte de tempo estipulado, para evitar surpresas desastrosas. A próxima seção, recomendações para trabalhos futuros, visa contribuir com a metodologia sugerindo o desenvolvimento de ferramentas mais sofisticadas, como uma otimização estocástica para formatação das carteiras, que podem auxiliar ainda mais o tomador de decisão.

Por último o objetivo da pesquisa foi concluído. Custos atrelados a formas diferentes de suprimentos de eletricidade foram modelados, cenários de preços de PLD foram projetados para o horizonte delimitado pela pesquisa, portfólios foram montados baseados, principalmente, em diferentes cenários de preço e foram identificadas as possíveis perdas mensuradas a partir de métricas de risco. Tudo isso delimitado dentro das fases da metodologia para auxiliar a gestão de risco em busca da tomada de decisão eficaz. Gestão esta que contou com a diversificação, proteção e medição. Já a tomada de decisão buscou optar pela carteira que propiciasse o menor custo de contratação frente ao perfil de risco da empresa.

7.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

O objetivo desta pesquisa foi alcançado, porém, com a lacuna existente para desenvolvimento de pesquisas na área em que esta foi desenvolvida segue algumas sugestões para trabalhos futuros. Algumas podem ser acopladas na metodologia proposta pelo trabalho. Segue:

- Desenvolvimento de uma ferramenta de otimização estocástica que se adéque a metodologia proposta para gestão e auxílio à tomada de decisões para horizontes de curto, médio e longo prazo. Tal ferramenta pode contemplar algumas opções que, por exemplo, analisem investimentos em novas plantas de autoprodução para tomada de decisão de contratação. Pode considerar a (s) melhor (es) opção de suprimento, antes de montar a composição do portfólio de contratação. Além disso, vai considerar outras variáveis estocásticas para solução do problema como o valor do investimento por MWh nas novas plantas autoprodutoras, outros custos componentes da tarifa de eletricidade e para casos de decisões a médio/longo prazo a demanda da carga necessária para produção. Tal modelo deve contar com um sofisticado ambiente de programação para que possa rodar as simulações e otimizações de forma integrada e gerar as soluções que minimizam custo e risco ao mesmo tempo.
- Explorar outras métricas de risco para identificação de medidas que possam se encaixar no perfil da empresa em estudo. Pode explorar medidas que se adéquem ao resultado final da empresa (EBITAR – *Earnings Before Interest and Taxes at Risk*, por exemplo) e não apenas meçam os impactos diretos na conta de eletricidade. Medidas que sejam diretamente relacionadas com os resultados finais da organização.
- Analisar outras formas de autoprodução como a *on site*, onde a planta da geradora fica no próprio *site* da empresa em estudo. O arranjo e o modelo matemático para este tipo de opção seria outro já que a tarifa de um *site* como este é diferente. Além disso, existiria a opção desta planta ser “ligada” ou não, dependendo do cenário do mercado e do comportamento do preço de curto prazo frente aos custos inerentes ao funcionamento desta geradora.
- Desenvolvimento de técnicas avançadas para a projeção do preço de liquidação das diferenças (PLD), como modelos econométricos ou mesmo séries temporais. Construção de vários cenários de preço para tornar o processo ainda mais completo.

8 Referências Bibliográficas

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS AUTOPRODUTORES DE ENERGIA (ABIAPE). Nota técnica – Estrutura de Custos das opções de Suprimento, 2010.

ANDERS, G.; ENTRIKEN, R.; NITU, P. Risk assessment and financial management. Tutorial: IEEE Power Engineering Society. Piscataway, 1999.

ANDERSON, J. A. Electricity Restructuring: A Review of Efforts Around the World and the Consumer Response. The Electricity Journal, 2009.

ANEEL. Cadernos Temáticos da ANEEL: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, 2005.

ARFUX, G. A. B.: Gerenciamento de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica com uso de Instrumentos Derivativos: Uma Abordagem Via Teoria de Portfólios de Markowitz. Dissertação de Mestrado, UFSC, 2004.

BERTRAND, J. W. M., FRANSOO, J. C. Operations management research methodologies using quantitative modeling. International Journal of Operations and Production Management. Vol. 22, No. 2, p.241–264, 2002.

BRUNO, S. V. B. Otimização de Portfólio de Ativos Reais Utilizando uma Medida de Risco Coerente. Dissertação de Mestrado, Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada (IMPA), 2008.

CABERO, J.; BAÍLLO, A.; CERISOLA, S.; VENTOSA, M.; GARCÍA-ALCALDE, A.; PERÁN, F.; RELAÑO, G. A medium-term integrated risk management model for a hydrothermal generation company. In: IEEE Transactions On power Systems, 2005.

CARNEIRO, D. A. Tributos e encargos do setor elétrico brasileiro. SP: Juruá, 2001.

CARRION, M.; PHILPOTT, A. B.; CONEJO, A. J.; ARROYO, J. M. A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 22, N. 2, 2007.

CARRION, M. R. P. Medium-Term Decision Making For Consumers, Retailers, And Producers In Electricity Markets Via Stochastic Programming. Tese de Doutorado, UNIVERSIDAD DE CASTILLA-LA MANCHA, 2008.

CASTRO, M. A. L. Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. Dissertação de Mestrado, UnB, 2004.

CCEE (2009), Visão Geral das Operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CHERNOZHUKOV, V.; UMANTSEV, I. Conditional Value-at-Risk: Aspects of modelling and estimation. Vienna: Empirical Economics, Vol. 26, 2001.

- CHIU, Y. C.; CHUANG, I. Y.; LAI, J.Y. The Performance of Composite Forecast Models of Value-at-Risk in the Energy Market. *Energy Economics*, 2009.
- COLLINS, R. A. The economics of electricity hedging and a proposed modification for the futures contract for electricity. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 17, February 2002.
- DAHLGREN, R. LIU, C. C., LAWARRÉE, J. Risk Assessment in Energy Trading. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n. 2, 2003.
- DAMODARAN, A. *Gestão Estratégica do Risco: Uma Referência para a Tomada de Riscos Empresariais*. Porto Alegre: Bookman, 2009.
- DENG, S. J. e S. S. OREN. Electricity derivatives and risk management. *Energy*, v.31, n.6-7, p.940-953. 2006.
- DENTON, M.; PALMER, A.; MASIELLO, R.; SKANTZE, P. Managing Market Risk in Energy, *IEEE Transactions on Power Systems*, VOL. 18, NO. 2, MAY 2003.
- DE PAOLI, L., FINON, D. Implications of Community Policy for the Electricity Industry. *Utilities Policy*, v.3, n.3, pp. 209–221, 1993.
- DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. *Investment under Uncertainty*. New Jersey, Princeton: University Press, 1994.
- DOUGLAS, J. Buying and selling power in the age of competition. *IEEE Power Engineering Review*, pages 12–15, October 1994.
- ELTON, E. J.; GRUBER, M. J.; BROWN, S. J.; GOETZMANN, W. N. *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*. New York: John Wiley & Sons, 2003.
- EPE, *Balço Energético Nacional – 2010*.
- FELIZATTI, H. L. *Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e Gestão de Risco de Contratos contendo Flexibilidades*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2008.
- FLETCHER, R. *Methods of Optimization, Volume 1. Unconstrained Optimization*. Wiley, 1980.
- FU, M. C. Optimization for Simulation: Theory vs. Practice. *Journal of Computing*, Vol. 14, n3, 2002.
- FU, S. T.; WANG, H. N. Comparison of Experiences of Electricity Markets in “BRIC” Countries. The 3th international conference on deregulation and restructuring and power technologies (DRPT), 2008.
- GARCÍA, E. G. V.; RAMOS, A. Optimal energy management of an industrial consumer in liberalized markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2):716–723, May 2003.

- GARCÍA, E. G. V. *Gestión Energética Óptima de um Consumidor Industrial de Vapor y Electricidad en Mercados Liberalizados*. Tese de Doutorado, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID, 2004.
- GEDRA, T. *Optional forward contracts for electric power markets*. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, New York, 1993.
- GOMES, L. L.; BRANDÃO, L. E.; PINTO, A. C. F. *Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica através da Medida Ômega*. *Revista Brasileira de Finanças*, Vol. 8, No. 1, pp. 45–67, 2010.
- GUNN, L. K. *Impacto de encargos e tributos na rentabilidade de contratos de energia elétrica*. Dissertação de mestrado, UNICAMP, 2008.
- HARREL, C. R.; GHOSH, B.K; BOWDEN,R. *Simulation Using Promodel*. McGraw-Hill, 2000.
- HOLLOWAY, C.A. *Decision Making Under Uncertainty: Models and Choice*. Prentice-Hall, 1979.
- HULL, J. C. *Options, Futures and Other Derivatives*. 6ª edição. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2006.
- IEEE, Power Engineering Society. *Risk Assessment and Financial Management*. TP-137-0 edition, Summer Meeting, July 1999.
- JORION, P. *Value at Risk: The Benchmark for Controlling Market Risk*. Mcgraw Hill, 1997.
- JORION, P. *Value at Risk: A nova fonte de referencia para o controle do risco de mercado*. São Paulo, BM&F, 1998.
- JORION, P. *Value at Risk*. Mcgraw Hill, 2000.
- KAYE, R. J.; OUTHRED, H. R.; BANNISTER, C. H. *Forward Contracts for the Operation of an Electricity Industry under Spot Pricing*. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 1, Feb. 1990.
- KIMURA, H.; SUEN, A. S.; PERERA, L, C, J.; BASSO, L. F. C. *Value at Risk: Como entender e calcular o Risco pelo VaR*. Ribeirão Preto: Inside Books, 2009.
- KIRSCHEN, D. S. *Demand-side view of electricity markets*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2003.
- LAGUNA, M. “Scatter Search,” to appear in *Handbook of Applied Optimization*, P.M. Pardalos and M.G.C. Resende (Eds.), Oxford Academic Press, 1999.
- LAW, A.; KELTON, D. *Simulation modeling and analysis*. New York, McGraw-Hill, 2000.

- LIU, M.; WU, F. F. & NI, Y. A Survey on Risk Management in Electricity Markets. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- LIU, M.; WU, F.F. Risk Management in a Competitive Electricity Market. *Electrical Power & Energy Systems*, 2007.
- LIU, M.; WU, F.F. Portfolio Optimization in Electricity Markets. *Electric Powers Systems Research*, 2007.
- MAGRO, R. C. Medidas de Risco e Seleção de Portfólios. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2008.
- MARKOWITZ, H. Portfolio selection. 1. ed. New York: John Wiley & Sons, 1952.
- MITROFF, I. I., BETZ, F., PONDY, L. R., SAGASTI, F. On managing science in the systems age: two schemas for the study of science as a whole systems phenomenon. *Interfaces*. Vol. 4, No. 3, p.46-58, May 1974.
- MOST, D.; KELES, D. A survey of stochastic modeling approaches for liberalized electricity markets. *European Journal of Operational Research*, 2009.
- MUNHOZ, F. C. Modelo de Suporte a Decisão para Contratação Eficiente de Energia Elétrica. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Elétricos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.
- OLIVEIRA, M. F. Contribuições ao Gerenciamento de Risco no Problema de Comercialização de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado, UFSC, 2006.
- OLIVEIRA, M. F.; TEIVE, R. C. G.; ARFUX, G. A. B. Risk Management in the Commercialization Activity in Brazil – An Approach by Using Markowitz, VaR and CVaR. In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America – IEEE/PES*, Caracas, 2006.
- OUM, Y.; OREN, S. VaR constrained hedging of fixed price load-following obligations in competitive electricity markets. *Risk and Decision Analysis*, 2009.
- OUTHRED, H. Electricity industry restructuring in Australia: underlying principles and experience to date. 40th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'07), 2007.
- PARAVAN, D.; BRAND, H.; GOLOB, R.; HLOUSKOVA, J.; KOSSOMEIER, S.; MADLENER, R.; MERSE, S.; OBERSTEINER, M.; STANICIC, D.; STOKELJ, T.; URBANCIC, A. & WEBER, C. Optimization of CHP plants in a liberalised power system. *BPC Proceedings*, 2002.

- MOLLICA, M. A. Uma Avaliação de Modelos de *Value-at-Risk*: Comparação entre Métodos Tradicionais e Modelos de Variância Condicional. Dissertação de Mestrado, 1999.
- PEREIRA, M. V. F. & PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 1991.
- PFLUG, G. Ch.; ROMISCH, W. Modeling, Measuring and Managing Risk. World Scientific Publishing, 2007.
- PILIPOVIC, D. Energy risk: valuing and managing energy derivatives. New York: McGraw-Hill, 1998.
- PIZETA, E. G. Análise de Regulamentação do Suprimento de Energia Elétrica aos Pólos Industriais como Fator de Competitividade. Dissertação de Mestrado, USP, 2009.
- REICHELDT, D. et al. Portfolio and risk management. *Electra*, 199:55–63, December 2001.
- ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Conditional value-at-risk for general loss distributions. *Journal of Banking & Finance*, n. 26, 2002.
- SALIBY, E. Repensando a simulação: a amostragem descritiva. São Paulo: Atlas, Rio de Janeiro: UFRJ, 1989.
- SOUZA, F. C.; LEGEY, L. F. L. Dynamics of Risk Management Tools and Auctions in the Second Phase of the Brazilian Electricity Market Reform. *Energy Policy*, 2009.
- SILVEIRA, F. S. V. Modelo integrado para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.
- TAKAHASHI, L. Precificação de Contratos Inflexíveis de Energia Elétrica: Contrato-a-termo e Opções. Tese de Doutorado, UNICAMP, 2008.
- TAMAROZI, R. Identificação, Modelagem e Mitigação de Riscos em Operações de Comercialização de Energia Elétrica no Mercado Brasileiro. Dissertação de Mestrado, UFPR, 2002.
- TANLAPCO E.; LAWARRÉE, J.; LIU, C. Hedging with futures contracts in a deregulated electricity industry. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, august 2002.
- The Stochastic Programming Community. Disponível em <<http://stoprog.org/>>. Acesso em 12 julho 2009.
- TONELLI, A. V. P. Modelo Computacional para Gestão de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2007.
- TORRES, R. C. Avaliação de Portfólios de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: Uma abordagem pela Teoria de Opções. Dissertação de Mestrado, PUC – RIO, 2006.

- VEHVILAINEN, I; KEPPO, J. Managing Electricity Market Price Risk. *European Journal of Operational Research*, 2002.
- VOLPONI, V.; CABRAL, R. Avaliação de Risco de Mercado Proposta para Comercializadoras de Energia Elétrica. *Revista GTD – Energia Elétrica*. Edição 33, 2009.
- VOSE, D. *Quantitative Risk Analysis: A Guide to Monte Carlo Simulation Modelling*. John Wiley & Sons, 1996.
- WILKS, D. S. Simultaneous Stochastic Simulation of Daily Precipitation, Temperature and Solar Radiation at Multiples Sites in Complex Terrain. *Agricultural and Forest Meteorology*. V. 96, 1999.
- WILLEMS, B.; MORBEE, J. Market Completeness: How Options Affect Hedging and Investments in the Electricity Sector. *Energy Economics*, 2009.
- ZANETTI, S. S. Modelo Computacional para Geração de Séries Sintéticas de Precipitação e do seu Perfil Instantâneo. *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Viçosa (UFV)*, 2003.
- ZARE, K.; CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MOGHADDAN, M. P. Multi-Market Energy Procurement for a Large Consumer Using Risk-Aversion Procedure. *Electric Power Systems research*, 2010.

ANEXO I – Parcelas de Custos das Opções de Contratação

1 - Parcela FIO: A primeira componente da tarifa explicitada, é a parcela FIO que é cobrada nas três formas de contratação (livre, regulada e autoprodução) com a mesma incidência e os mesmos parâmetros que seguem:

1.1 - TUSD Fio A

A TUSD Fio A visa ressarcir a distribuidora dos custos incorridos com a transmissão de energia. Essa tarifa é cobrada em R\$/kW, e seus componentes de custo são:

- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST: Remunera os concessionários de serviço de transmissão pela utilização dos ativos da rede básica, caso a distribuidora tenha algum ponto de conexão na Rede Básica;
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD: Remunera os concessionários de serviço de distribuição pela utilização dos ativos de seu sistema, caso a distribuidora tenha algum ponto de conexão com outra distribuidora;
- Conexão: Refere-se ao uso pelas concessionárias distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da Rede Básica e pertencentes às Transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão;
- Perdas RB: Refere-se à parcela da energia perdida na Rede Básica em decorrência das perdas técnicas e comerciais do sistema de distribuição;

1.2 - TUSD Fio B

A TUSD Fio B visa remunerar a distribuidora pela prestação do serviço de distribuição. Essa tarifa é cobrada em R\$/kW, e seus componentes de custo, também denominados “distribuição”, são:

- Remuneração: É a taxa de remuneração regulatória aplicada ao valor da base de ativos da distribuidora;
- Reintegração: Visa gerar um fluxo de caixa para que a distribuidora proceda à reintegração dos seus ativos que depreciam ao longo do tempo;
- O&M: Visa cobrir os custos de operação, manutenção e administrativos da distribuidora.

1.3 - TUSD Encargos

A TUSD encargos visa cobrir os encargos decorrentes da própria prestação do serviço de distribuição. Essa tarifa é cobrada em R\$/kW, e seus componentes de custo são:

- RGR: Possui a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica;

- TFSEE: Parcela que tem a finalidade de compor a receita anual necessária à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Esse componente diz respeito apenas à parcela de TFSEE relativa às componentes R\$/kW;
- P&D: Encargo criado com a finalidade de financiar programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Esse componente diz respeito apenas à parcela de TFSEE relativa às componentes R\$/kW;
- ONS: Parcela que tem a finalidade de compor a receita anual necessária ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

1.4 - TUSD Perdas Técnicas

A TUSD Perda Técnicas visa cobrir os custos decorrentes da compra de energia para suprir as perdas elétricas na rede de distribuição. Essa tarifa é cobrada em R\$/kW.

1.5 - TUSD Perdas Não Técnicas

A TUSD Perda Não Técnicas visa cobrir os custos decorrentes da compra de energia para suprir as perdas por fraudes, furtos e erros de medição na rede de distribuição. Essa tarifa é um percentual aplicado sobre as demais, e portanto é cobrada tanto em R\$/kW quanto em R\$/MWh (Item 1.9).

2 - Parcela ENCARGOS: A segunda componente trata-se da parcela ENCARGOS, cobrada da mesma forma sobre as formas de contratação livre e regulada. A forma autoprodução não sofre incidência desses encargos, que seguem:

2.1 - TUSD CCC

A TUSD CCC visa cobrir os custos decorrentes do subsídio às usinas térmicas dos sistemas isolados que consomem combustível fóssil. Essa tarifa é cobrada em R\$/MWh.

2.2 - TUSD CDE

A TUSD CDE visa constituir um fundo cuja finalidade é estimular e desenvolver o potencial energético dos Estados e a competitividade de fontes alternativas de energia, bem como garantir recursos para a subvenção do consumidor de baixa renda. Essa tarifa é cobrada em R\$/MWh.

2.3 - TUSD PROINFA

A TUSD PROINFA visa recompor as despesas com compra de energia oriunda de fontes alternativas, e que estão inseridas no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Essa tarifa é cobrada em R\$/MWh.

2.4 - Perdas não técnicas, P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e TFSEE (Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica) relativos ao CCC, CDE e PROINFA. Tarifa cobrada em R\$/MWh.

A parte referente a parcela ENERGIA tem característica de cobrança peculiar para cada opção de contratação e já foram explicitadas no corpo da dissertação.