

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Fernando Colli
Munhoz E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 15.1.02.2008.

Paulo de Barros Correia
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica

Autor: Fernando Colli Munhoz
Orientador: Paulo de Barros Correia

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica

Autor: Fernando Colli Munhoz
Orientador: Dr. Paulo de Barros Correia

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2008
S.P. – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

M925m	<p>Munhoz, Fernando Colli</p> <p>Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica / Fernando Colli Munhoz. -- Campinas, SP: [s.n.], 2008.</p> <p>Orientador: Paulo de Barros Correia. Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.</p> <p>1. Contratos. 2. risco. 3. Energia elétrica. 4. simulação. 5. otimização. I. Correia, Paulo de Barros. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.</p>
-------	--

Título em Inglês: Decision support model to contract electricity efficiently

Palavras-chave em Inglês: Contracts, Risk, Electricity, Simulation, Optimization

Área de concentração:

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Paulo Sérgio Franco Barbosa, Aurélio Ribeiro Leite de Oliveira,
Dorel Soares Ramos, Edson Luiz da Silva

Data da defesa: 15/02/2008

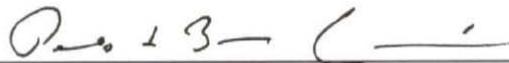
Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

TESE DE DOUTORADO

Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente
de energia elétrica

Autor: Fernando Colli Munhoz
Orientador: Dr. Paulo de Barros Correia



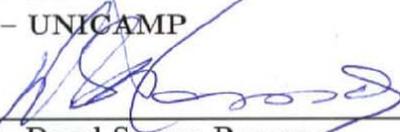
Prof. Dr. Paulo de Barros Correia, Presidente
FEM – UNICAMP



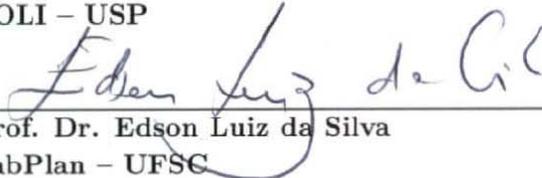
Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa
FEC – UNICAMP



Prof. Dr. Aurélio Ribeiro Leite de Oliveira
IMECC – UNICAMP



Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
POLI – USP



Prof. Dr. Edson Luiz da Silva
LabPlan – UFSC

Campinas, 15 de fevereiro de 2008

À minha esposa
Elizabete Regina da Silva Munhoz
e aos meus pais
Valdenice Aparecida Colli Munhoz
e
Edson Luiz Duarte Munhoz.

Agradecimentos

Este trabalho foi concluído graças ao apoio e o incentivo de várias pessoas. Agradeço a Deus pela oportunidade de chegar ao fim nesta difícil jornada. Agradeço aos meus familiares, a minha esposa Elizabete, ao meu pai Edson e a minha irmã Juliana. A minha mãe Valdenice e ao Odonel Urbano Gonçalves pela paciência e dedicação na revisão da redação deste trabalho. Aos meus companheiros de pesquisa Carla Lanzotti, Rodrigo Dutra, Gustavo Masili, Glauber Colnago e Letícia Takahashi. Ao meu orientador Paulo de Barros Correia. Aos professores Paulo Sérgio Franco Barbosa e Sérgio Valdir Bajay pelas valiosas contribuições no exame de qualificação. Aos amigos, professores e funcionários do Departamento de Energia. Aos companheiros de trabalho do Ministério de Minas e Energia, especialmente, aos amigos Iran de Oliveira Pinto, Adriano Jeronimo da Silva e Artur da Costa Steiner. Aos amigos da Agência Nacional de Energia Elétrica, em especial ao Rui Guilherme Altieri Silva. Enfim, a todos, que colaboraram, direta ou indiretamente, para a concretização desta tese de doutorado.

Resumo

Munhoz, Fernando Colli, *Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 156 p. Tese de Doutorado.

O mercado brasileiro de energia elétrica é composto por agentes regulados e caracterizado por negociar contratos, grande parte de longo prazo. Os agentes, objetos de estudo neste trabalho, são os que negociam contratos de energia elétrica atuando como vendedores, ou seja, geradores e comercializadores. Os contratos são aqueles provenientes de empreendimentos de geração em operação, denominados de “energia existente”. Particularmente, os agentes, quando negociam contratos de longo prazo, estão expostos a riscos de preço e a disponibilidade de lastro de energia elétrica. Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para um agente que atua como vendedor no mercado brasileiro de energia elétrica contratar eficientemente seu lastro de energia elétrica, maximizando o seu benefício financeiro. Para este propósito, é construído um modelo de otimização, com o emprego de programação linear, cuja função objetivo é maximizar a receita esperada do agente vendedor através da construção de uma carteira ótima de contratos, de acordo com a regulamentação de comercialização de energia elétrica em vigor. Para modelar as incertezas quanto ao preço da energia elétrica é utilizada a técnica de simulação de Monte Carlo. A mensuração do risco é feita com o uso do conceito denominado, neste trabalho, de *Receita ao Risco*. O resultado do trabalho é um modelo computacional de otimização que fornece um conjunto de carteiras de contratos e, através de simulações de Monte Carlo, calcula a receita esperada e o risco de cada uma destas carteiras.

Palavras-chave: *contratos de energia elétrica, risco, eficiência, simulação, otimização.*

Abstract

Munhoz, Fernando Colli, *Decision support model to contract electricity efficiently*. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 156 p. Tese de Doutorado.

The Brazilian electricity market is performed by regulated agents and characterized to trade long term contracts. This work studies the agents that trade electricity acting by sellers, that is, generation companies and traders. The contracts are those deriving from existing plants, called “existing energy”. When these agents trade long term contracts, they are exposed to price risk and electricity availability. The objective of this work is to develop a methodology for a seller that works in the Brazilian market to efficiently contract his electricity to maximize the financial benefit. For this purpose, it is developed an optimization model, which employs a linear program, whose objective function aims to maximize the expected revenue of the seller, in agreement with the actual electricity trading legal rules. Then, it is possible to build an optimal portfolio of contracts. To model the uncertainty of the electricity prices of the contracts it is used the Monte Carlo simulation method. The risk is measured using a concept named in this work by Revenue at Risk. The main product of the work is a computational optimization model that provides a set of portfolios of contracts and, by Monte Carlo simulations, computes the expected revenue and the risk of each one of these portfolios.

Key-words: *electricity contracts, risk, efficiency, simulation, optimization.*

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Caracterização do problema	5
1.2	Objetivos	8
1.3	Estrutura do trabalho	10
2	Mercado brasileiro de energia elétrica	12
2.1	Ambiente de Contratação Regulada	16
2.1.1	Leilões de novos empreendimentos	18
2.1.2	Leilões de energia existente	22
2.2	Ambiente de Contratação Livre	26
2.3	Mecanismo de Realocação de Energia	28
3	Modelo de suporte à decisão	31
3.1	Teoria da decisão	31
3.2	Modelagem matemática	34
3.2.1	Formulação do problema	37
3.2.2	Construção do modelo	40
3.2.3	Teste do modelo e implementação	44
4	Conceito de risco e eficiência	46
4.1	Definição de risco	47
4.2	Risco como medida quantitativa	48
4.3	Alteração do risco	49
4.4	Representação geométrica do risco	50
4.5	Análise de risco	53
4.6	<i>Value at Risk</i>	55
4.7	<i>Receita ao Risco</i>	59
4.8	Risco no setor elétrico	61
4.9	Eficiência	63
5	Modelo para contratação eficiente	71
5.1	Formação dos contratos	72
5.2	Apresentação do modelo	74
5.3	Caso n° 1	79

5.3.1	Cálculo determinístico	79
5.3.2	Cálculo probabilístico	82
5.4	Caso n° 2	93
5.5	Caso n° 3	98
6	Implementação do modelo	106
6.1	Base de dados	109
6.2	Algoritmo de otimização	113
6.3	Rotinas computacionais	115
7	Conclusões	118
	Referências Bibliográficas	123
A	Resultados da simulações	127
A.1	Caso n° 1	127
A.2	Caso n° 2	142
A.3	Caso n° 3	145

Lista de Figuras

1.1	Plataforma de Negócios em Energia Elétrica - PNEE.	2
1.2	Árvore intertemporal de decisão para contratação.	7
2.1	Sistema interligado nacional.	13
2.2	Número de agentes registrados na CCEE.	14
2.3	Mercado brasileiro de energia elétrica.	15
2.4	Energia comercializada por meio de contratos na CCEE.	16
2.5	Leilões de contratos no ACR.	18
2.6	Demanda agregada para licitação.	19
2.7	Histórico do PLD.	29
3.1	Análise formal do problema de decisão.	33
3.2	Fluxo do processo de decisão.	34
3.3	Construção de um modelo matemático.	35
3.4	Formulação do problema de decisão.	37
3.5	Árvore de decisão.	39
4.1	Sistema de coordenadas de risco.	51
4.2	Propriedades da constante risco.	51
4.3	Categorias de risco.	52
4.4	Índice de Energia Elétrica (IEE).	58
4.5	VAR para o período de 1 ano e 95% de confiabilidade.	58
4.6	RAR para um nível de confiança de 95%.	60
4.7	Soluções eficientes.	68
4.8	Fronteira eficiente.	69
4.9	Função utilidade: curvas de indiferença.	70
5.1	Distribuição temporal dos contratos.	79
5.2	ACR1: distribuição de probabilidade uniforme.	82
5.3	ACR1: distribuição de probabilidade normal.	83
5.4	Etapa 1: Carteiras candidatas a eficientes.	85
5.5	Etapa 2: Receita esperada e risco.	85
5.6	Síntese do processo de cálculo do modelo.	86
5.7	Simulação numérica do contrato ACR1.	87
5.8	Simulação gráfica do contrato ACR1.	88

5.9	Caso 1: Espaço de decisão.	91
5.10	Função probabilidade da Carteira 14.	92
5.11	Caso 2: Espaço de decisão.	97
5.12	Coefficiente de correlação.	100
5.13	Caso 3: Espaço de decisão.	104
6.1	Dados de energia, mercado do ACL e PLD previsto.	109
6.2	Dados dos contratos do ACR.	110
6.3	Dados dos contratos do ACL.	110
6.4	Resultado de cada otimização.	111
6.5	Dados das carteiras eficientes.	112
6.6	Definição do número de otimizações e simulações.	112

Lista de Tabelas

2.1	Resultado dos leilões de energia nova.	21
2.2	Resultado dos leilões de energia existente.	23
2.3	Resultado dos leilões de ajuste.	26
3.1	Características dos modelos matemáticos.	37
3.2	Variáveis que interferem no processo decisório.	38
4.1	Exemplo de dominância.	67
5.1	Lastro do vendedor, mercado no ACL e PLD.	77
5.2	Prazo dos contratos.	78
5.3	Modelo determinístico: valores dos contratos.	80
5.4	Modelo determinístico: alocação ótima de energia.	80
5.5	Modelo determinístico: energia alocada no mercado de curto prazo.	81
5.6	Caso 1: valor esperado dos contratos.	84
5.7	Resultados do Caso n° 1.	90
5.8	Resultados do Caso n° 2.	96
5.9	Matriz de correlação dos contratos.	101
5.10	Resultados do Caso n° 3.	103

Nomenclatura

Siglas e abreviações

ABRACEEL:	Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica;
ACL:	Ambiente de Contratação Livre;
ACR:	Ambiente de Contratação Regulada;
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BM&F:	Bolsa de Mercadorias e Futuros;
CCEAR:	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado;
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CCEI:	Contratos de Compra de Energia Incentivada;
CEPEL:	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;
CMO:	Custo Marginal de Operação;
CVAR:	<i>Conditional Value at Risk</i> ;
CVU:	Custo Variável Unitário;
ELETROBRÁS:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.;
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética;
IPCA:	Índice de Preços ao Consumidor Amplo;
LI:	Licença de Instalação;
LO:	Licença de Operação;
LP:	Licença Prévia;
MCSD:	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits;
MME:	Ministério de Minas e Energia;
MRE:	Mecanismo de Realocação de Energia;
O&M:	Operação e Manutenção;
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
P&D:	Pesquisa e Desenvolvimento;
PCH:	Pequena Central Hidrelétrica;
PLD:	Preço de Liquidação das Diferenças;
PNEE:	Plataforma de Negócios em Energia Elétrica;
PPA:	<i>Power Purchase Agreement</i> ;
PPM:	Pacote do Participante de Mercado;
PROINFA:	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia;
RAR:	Receita ao Risco;

SDSEE:	Suporte à Decisão para Sistemas de Energia Elétrica;
SEB:	Setor Elétrico Brasileiro;
SIN:	Sistema Interligado Nacional;
TEO:	Tarifa de Energia de Otimização;
TUST:	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão;
VAR:	<i>Value at Risk</i> ;
VBA:	<i>Visual Basic for Applications</i> .

Variáveis e constantes:

i	índice do ano;
j	índice dos contratos no ACR;
k	índice dos contratos no ACL;
x_j	quantidade de energia negociada no contrato j ;
y_k	quantidade de energia negociada no contrato k ;
z_i	quantidade de energia negociada no ano i no mercado de curto prazo;
P_j	preço do contrato j no ACR;
L_k	preço do contrato k no ACL;
S_i	preço médio estimado para o mercado de curto prazo para cada ano i ;
G	garantia física do agente;
Q_i	lastro do agente para o ano i ;
M_i	mercado potencial para consumidores livres no ano i ;
C_{ij}	matriz binária que indica o prazo de cada contrato j ;
D_{ik}	matriz binária que indica o prazo de cada contrato k .
$\rho_{a,b}$	coeficiente de correlação entre as variáveis a e b ;
$cov(A, B)$	covariância entre A e B ;
σ_a e σ_b	desvio-padrão da variável a e b ;
a_l e b_l	valor observado da variável a e b ;
μ_a e μ_b	média das observações da variável a e b .

Capítulo 1

Introdução

As mudanças institucionais promovidas no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) deram origem a novas exigências para os agentes de mercado que atuam neste segmento. Além das atividades tradicionais como monitoramento, planejamento e despacho do sistema de potência, com a inserção do SEB no ambiente competitivo, os agentes necessitam de ferramentas para gerenciar seus ativos físicos e financeiros, avaliar e gerenciar riscos contratuais bem como ferramentas de suporte à decisão para se estabelecerem neste novo ambiente.

No mercado brasileiro de energia elétrica, decisões de precificação da energia elétrica, formas de contratar, lances em leilões e investimentos são realizados em um contexto de incerteza, muitas vezes com informações limitadas e restrições de ferramentas de suporte à decisão que auxiliem o agente na comercialização de contratos.

As ferramentas necessárias para auxiliar os agentes na contratação de energia elétrica são distintas para cada ambiente de mercado, pois dependem das regras e da amplitude das atividades dos agentes nesse ambiente. Em geral, os requisitos do agente são ditados pelo seu papel no mercado (regulador, operador do sistema, gerador, comercializador, distribuidor, empresa de transmissão, consumidor livre ou cativo), pelo ambiente de negócios (atacado ou varejo) e pelas regras e protocolos do mercado (Albuyeh e Kumar, 2003).

Para gerenciar e disponibilizar as ferramentas aos agentes, de modo amigável, sugere-se que seja utilizado aplicativo computacional, como o Pacote do Participante de Mercado (PPM), apresentado por Albuyeh e Kumar (2003), as ferramentas de Suporte à Decisão para Sistemas de Energia Elétrica (SDSEE), proposto por Vaahedi e Shahidehpour (2004), ou a Plataforma de Negócios em Energia Elétrica (PNEE), desenvolvido na Área Interdisciplinar de Planejamento de Sistemas Energéticos da Unicamp e registrado em Lanzotti (2006).

Tanto o PPM e o SDSEE quanto a PNEE (Figura 1.1) consistem de uma plataforma com componentes individuais, ou pacotes computacionais, inter-conectados por uma infraestrutura de integração que funciona como uma espinha dorsal, fornecendo os serviços requisitados pelos usuários para todo o sistema.

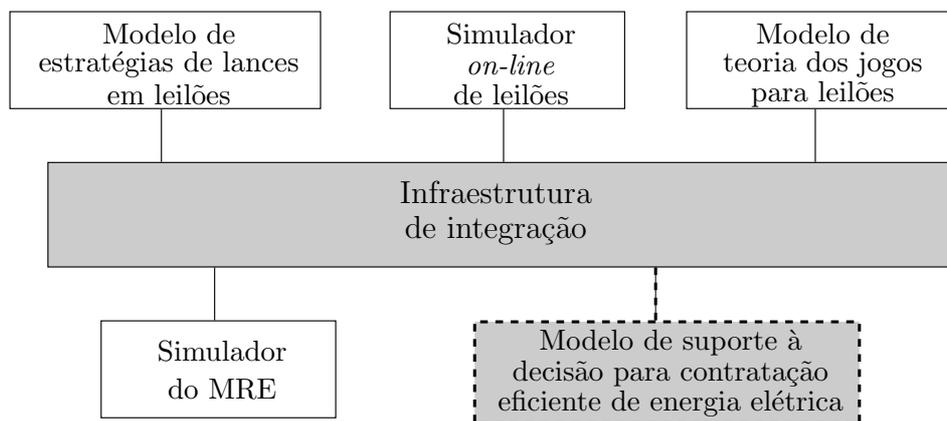


Figura 1.1: Plataforma de Negócios em Energia Elétrica - PNEE.

A PNEE surgiu da necessidade de integrar modelos computacionais para processos de comercialização de energia elétrica que foram desenvolvidos ou estão em desenvolvimento em teses, dissertações e projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) de alunos da Unicamp. Assim, o PNEE já incorpora um simulador para ambiente *web* de leilões de energia elétrica, dois modelos de estratégias para agentes de mercado determinarem lances em leilões de energia e um simulador do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A expectativa é que, no futuro, a PNEE possa ser utilizada em conjunto com os modelos computacionais do sistema físico de energia elétrica, tais como, os de programação e despacho de usinas, fluxo de rede, previsão de mercado, planejamento e operação energética, entre outros. Frisa-se que apesar de integrados, os pacotes do PNEE são aplicados em momentos distintos e não necessariamente operam em paralelo ou em etapas seqüenciais.

O modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica, desenvolvido nesta tese, insere-se como mais um pacote computacional da PNEE. Trata-se, portanto, de ferramenta adicional para auxiliar na decisão para a comercialização de energia elétrica. Ele foi desenvolvido exclusivamente para agentes que atuam como vendedores (geradores e comercializadores) negociarem contratos provenientes de usinas de geração em operação, conhecida no mercado brasileiro como “energia existente”.

Os agentes compradores não são contemplados neste trabalho, tendo em vista as limitações impostas pela legislação vigente para a compra de energia elétrica. No entanto, esta é a premissa do trabalho. Isso não quer dizer que os compradores não são passíveis de modelagem. Porém, os objetivos da maioria dos compradores, que são as distribuidoras de energia elétrica, estão relacionados à declaração de demanda. O poder da distribuidora de negociar preço é limitado. Também não é modelada a energia de expansão, vinculada aos novos empreendimentos que ainda não foram licitados para construção, pois se trata mais de um problema de alternativas de investimentos do que de estratégia de comercialização de contratos.

Modelar um sistema de suporte à decisão para contratação de energia existente não é uma tarefa trivial. O mercado brasileiro é recente e só possui uma seqüência de formação de preços para o mercado *spot*. A principal referência de preços para os contratos de energia existente são os leilões, que só começaram a ocorrer de maneira periódica após a definição do novo marco regulatório do setor elétrico, em meados de 2004.

Portanto, as incertezas de preço, que normalmente são baseadas e expressas por variáveis aleatórias que refletem um histórico passado de ocorrências, são difíceis de serem representadas, considerando-se a imaturidade deste mercado.

O desenvolvimento de modelos esbarra no desafio de tentar representar problemas reais por meio de relações matemáticas. Desta forma, quando se constrói um modelo, procura-se solução matemática que possa ser utilizada, ou ao menos fornecer um suporte à decisão para o problema real.

Para que um modelo matemático consiga representar com precisão a realidade não basta apenas o seu bom desenvolvimento. É necessário que ele seja compreendido pelos seus usuários e tenha seus dados de entrada bem definidos. Desta maneira, o agente que porventura venha utilizar a ferramenta computacional desenvolvida nesta tese, deve compreender bem a metodologia do modelo e definir seus dados de entrada baseados, entre outros, na sua experiência, em estudos de mercado realizados pela própria equipe ou terceiros, nas suas expectativas e na previsão do que seus concorrentes acreditam que vai ocorrer no mercado.

Assim, por intermédio desta descrição preliminar da modelagem matemática desenvolvida neste trabalho, é notório assimilar que o bom funcionamento desta ferramenta depende da sensibilidade do usuário em inserir os dados necessários de mercado e da sua percepção ao interpretar os resultados do modelo. Como frisado por Pinto et al. (2004), os modelos científicos não contabilizam a intuição, a sensibilidade e os insumos subjetivos que permeiam as decisões de agentes humanos reais.

Técnicas de otimização, com o emprego de programação linear, associadas com simulações de Monte Carlo, conceitos de eficiência e risco são empregados na construção do modelo. A otimização é utilizada para encontrar carteiras ótimas de contratos que maximizam o benefício financeiro do agente vendedor. O agente fornece o início de suprimento, prazo e uma função densidade de distribuição de probabilidade para o preço dos possíveis contratos a se-

rem negociados. A otimização retorna às carteiras ótimas as quais podem ser interpretadas como um subconjunto, do conjunto que expressa todas as combinações de contratos factíveis, que representa a melhor alocação de quantidade de energia elétrica em cada contrato de cada carteira, dado o preço do contrato sorteado na simulação de Monte Carlo de acordo com a função densidade de distribuição de probabilidade definida pelo usuário.

Após esta etapa, em cada carteira deste subconjunto é realizada a simulação de Monte Carlo, obtendo-se um valor esperado, o qual representa a esperança matemática da receita do agente para a carteira, e um risco, dado um nível de confiança escolhido pelo usuário, representado pelo conceito definido na Seção 4.7 deste trabalho como *Receita ao Risco*. De posse desses resultados, o decisor escolhe a carteira que melhor se aproxima da sua curva de utilidade ou aquela que for mais eficiente no sentido de ótimo de Pareto.

1.1 Caracterização do problema

Antes da abertura do SEB à iniciativa privada existiam menos incertezas do que hoje. A engenharia, o planejamento e os procedimentos de operação do sistema elétrico reduziam os riscos de interrupção no fornecimento de energia elétrica mediante o desenvolvimento de técnicas na engenharia de proteção e *softwares* de análise de risco (Pereira et al., 2000).

O advento da competição por contratos de energia elétrica trouxe consigo, além dos riscos de engenharia, riscos financeiros. Nada obstante a reforma do SEB ter começado em meados da década de 1990, ela demorou a ser concluída, passando por diversas modificações até ter seu marco legal mais recente definido em 2004. Neste período, foram criados novos agentes e outros sofreram modificações em seus nomes, agregando novas funções. Dentre os agentes mais importantes estão a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por fiscalizar e regular o mercado, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade independente cuja função é operar o sistema elétrico brasileiro, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), encarregada de realizar as contabilizações, as liquidações finan-

ceiras e promover os leilões de contratos de energia elétrica.

Cumpre ao Ministério de Minas e Energia (MME) a responsabilidade pela política, planejamento e desenvolvimento do SEB. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) dá suporte ao MME por meio de estudos que fornecem maior embasamento para as decisões tomadas no governo.

Os geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres são os agentes de mercado que participam comercializando contratos de compra e venda de energia elétrica. Para cada um destes agentes existem regras específicas de negociação. Ainda, para agentes com participação estatal, como empresas de sociedade mista, há mais restrições para comercialização de energia elétrica devido a obrigatoriedade de licitação.

Não bastasse o complicado arcabouço legal no qual estão inseridas as regras de negociação de contratos, estrutura que será discutida com profundidade no Capítulo 2, os agentes de mercado estão expostos às características físicas do sistema elétrico brasileiro, como a variabilidade hidrológica e as restrições de transmissão, às incertezas regulatórias, provocadas pelas constantes mudanças no modelo institucional que define o setor e às incertezas econômicas, como a volatilidade do preço dos combustíveis fósseis e o reflexo de crises externas no mercado interno.

A contratação de longo prazo no mercado brasileiro de energia elétrica é caracterizada por possuir dois momentos distintos. O primeiro ocorre em eventos isolados, como os leilões de energia elétrica. Para este momento, o agente vendedor deve utilizar ferramentas computacionais que buscam alocar sua energia, restrita ao preço de reserva, nos contratos demandados no leilão, com o objetivo de maximizar sua performance financeira. O preço de reserva constitui o valor mínimo que o vendedor está disposto a comercializar a energia para cada contrato. Um modelo para este tipo de evento foi desenvolvido por Munhoz (2004).

O outro momento distinto da contratação não é baseado em eventos isolados, mas em etapas sequenciais nas quais o vendedor se defronta com o problema do período e o prazo para contratar seu lastro de energia elétrica. Um vez assinado, o contrato define a obrigatoriedade do suprimento de energia elétrica do vendedor para o comprador durante um determinado prazo. O prazo do contrato é dividido em intervalos de tempo, por exemplo, anos. Assim, se o vendedor contratar bilateralmente no período t até $t + 2$, durante este prazo, por exemplo em $t + 1$, o agente não poderá negociar a energia vinculada a este contrato. Se durante o período de t até $t + 2$ o preço *spot* médio da energia elétrica for menor que o valor do contrato, o agente auferirá ganhos na contratação bilateral, caso contrário, perdas. Desta forma, para cada contrato de sua carteira o agente está face a árvore intertemporal de decisão ilustrada na Figura 1.2.

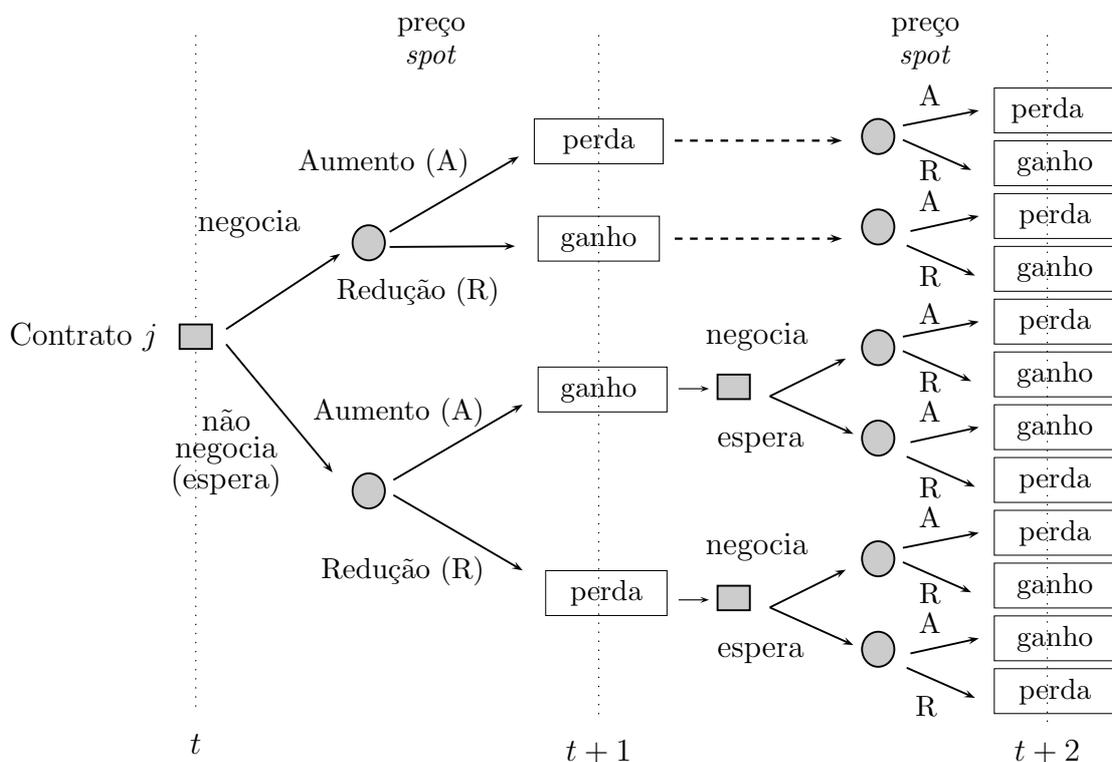


Figura 1.2: Árvore intertemporal de decisão para contratação.

Para o Contrato j da Figura 1.2, o agente tem a opção de negociar em t ou esperar para

negociar em $t + 1$ ou $t + 2$. Se ele optar por negociar em t e o preço *spot* da energia elétrica no período entre t e $t + 1$ for menor (redução) do que o valor de face do contrato negociado, ele obtém ganho, caso contrário, perda. Se ele optar por esperar, isto é, não negociar em t , e o preço *spot* entre t e $t + 1$ for maior (aumento) do que o valor que ele pretendia negociar o contrato, ele tem ganho, caso contrário, perda. O mesmo raciocínio é feito para o período compreendido entre $t + 1$ e $t + 2$.

Destarte, em síntese, o problema que o agente vendedor deve resolver na etapa sequencial de contratação e que este trabalho se propõe a modelar é quantos contratos formatar na sua carteira, e para cada contrato definir o início de suprimento, prazo, preço e a quantidade de energia elétrica a ser alocada. Estas variáveis são aleatórias e dependem do humor do mercado, da disponibilidade atual e futura da oferta, das taxas de crescimento do consumo e da propensão ou aversão ao risco que os agentes possuem ao negociar.

1.2 Objetivos

Os contratos de energia elétrica de longo prazo são utilizados pelos agentes vendedores como *hedge* (proteção, seguro) contra a volatilidade do preço *spot* praticado no mercado de curto prazo, gerenciando riscos. Portanto, eles devem ser administrados com a percepção de que formam uma carteira (portfólio), cujo desempenho depende dos contratos. Como vários contratos são disputados simultaneamente em cada leilão e no mercado livre por diversos agentes, é conveniente que exista alguma ferramenta de auxílio para o participante gerir com eficiência sua carteira.

O mercado de energia elétrica possui dimensões consideráveis e negocia altos volumes monetários. Mesmo recente, ele já mostrou sua intensidade neste aspecto, como o leilão de energia existente, de dezembro de 2004, cujos agentes vendedores, representados por uma equipe de até doze pessoas, foram isolados em um hotel de São Paulo, sem comunicação exterior e negociaram R\$ 85,00 bilhões (R\$ de 2008) em contratos de energia elétrica, ou,

ainda, o leilão de energia existente, de abril de 2005, que seguiu o mesmo sistema de isolamento de comunicação de 2004, durou mais de 17 horas e negociou R\$ 8,56 bilhões (R\$ de 2008).

O leilão da hidrelétrica de Santo Antônio, no Rio Madeira, realizado em dezembro de 2007, na sede da ANEEL, teve três consórcios participantes que também executaram seus lances em salas sem comunicação exterior e, em menos de 15 minutos, negociou R\$ 29,91 bilhões (R\$ de 2008) em contratos de longo prazo.

A proposta desta tese de doutorado é dar subsídio ao agente vendedor no momento de contratar e gerenciar sua carteira de contratos, fornecendo-lhe o suporte à decisão mediante o desenvolvimento de ferramenta computacional baseada em modelo de otimização e simulação matemática. Desta maneira, espera-se contribuir para mitigar a pressão exercida no processo de comercialização, apontando para uma solução baseada na racionalidade.

Esta abordagem, embora tenha sido realizada para outros mercados, ainda não havia sido feita incorporando a particularidade das normas que regem o ambiente de comercialização no Brasil. As diferenças de regras de negócios entre países são tão grandes, que há dificuldade em adaptar no Brasil o que foi desenvolvido por outros autores para distintos mercados. Construir um modelo de suporte à decisão, utilizando componentes de otimização, eficiência e risco, que incorpore as regras do mercado brasileiro, é a contribuição acadêmica desta tese de doutorado.

Este trabalho tem o objetivo de fornecer um ferramental aos agentes de mercado que possa ser utilizado nos processos de decisão de contratação. Ele parte do pressuposto que, se o agente formar várias carteiras eficientes alcançadas através de um modelo de otimização, pode escolher aquela que mais se aproxima da sua curva de utilidade, eliminando de imediato as carteiras ineficientes, melhorando o processo de decisão.

Portanto, a tese trata, de forma precípua, do desenvolvimento de uma metodologia que resulta em modelo matemático para delinear inferências por intermédio de informações, em hipóteses nas quais se deve decidir entre linhas alternativas de ações, cujo resultado contém incerteza, e como conseqüência, risco.

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;
- promover uma maior estabilidade no fluxo de caixa do agente.

A avaliação de riscos não é assunto novo no setor elétrico, entretanto, com a abertura dos mercados de energia para competição, a aplicação dessa técnica de engenharia financeira torna-se cada vez mais necessária. Os negócios das empresas de energia elétrica estão relacionados à administração de riscos.

Enfim, o modelo de suporte à decisão proposto neste trabalho constitui a apresentação de tese que vislumbra acomodar as características físicas do sistema elétrico brasileiro (restrições elétricas, hidrologias, etc.), e conjugá-las com as regras econômicas do mercado e com a natureza humana dos agentes os quais tomam decisões em ambiente de incertezas quanto ao futuro.

1.3 Estrutura do trabalho

Esta tese está dividida em 7 capítulos. O Capítulo 2 descreve o sistema elétrico brasileiro, o ambiente e as regras de mercado, o papel dos agentes e as formas de contratação de energia

elétrica. O Capítulo 3 faz revisão sobre modelos de análise de decisão, abordando seu planejamento, construção, tipos e fases que o compõe.

No Capítulo 4, o tópico risco é apresentado: suas várias definições, risco como medida quantitativa, seu subjetivismo, suas formas de representação, avaliação e gerenciamento. Dentro do tópico risco é apresentado o conceito de *Receita ao Risco* que é utilizado na interpretação dos resultados do modelo de decisão. A última seção deste capítulo discute o conceito de eficiência utilizado neste trabalho.

O modelo de suporte à decisão para contratação eficiente é apresentado no Capítulo 5. Mostra as principais variáveis levadas em consideração no processo decisório, a formulação matemática e dois exemplos, um considerando um modelo de otimização determinístico e outro com a inclusão das variáveis de incerteza. São desenvolvidos três casos utilizando os mesmos dados de entrada, mas modificando alguns componentes do modelo. Assim, pode-se ter a percepção da sensibilidade deste quando alterado alguns de seus parâmetros.

O Capítulo 6 exhibe a implementação computacional e as ferramentas de *softwares* utilizadas. As conclusões do trabalho estão inseridas no Capítulo 7.

Ao final são fornecidas as referências bibliográficas que deram suporte a este trabalho. Logo após, é apresentado o Apêndice A, que mostra em detalhes os resultados dos casos de sensibilidade do modelo efetuados no Capítulo 5.

Capítulo 2

Mercado brasileiro de energia elétrica

O sistema elétrico brasileiro é formado por um grande sistema, denominado de Sistema Interligado Nacional (SIN), que é responsável pelo suprimento de aproximadamente 96 % do consumo, e por pequenos e médios sistemas isolados, que são responsáveis pelo suprimento de áreas de difícil acesso e atendimento de cerca de 4 % do consumo.

O SIN é dividido em quatro subsistemas regionais, também denominados submercados, os quais existem devido a restrições do sistema de transmissão. Os quatro subsistemas, apresentados na Figura 2.1, são: Norte, Nordeste, Sudeste-CentroOeste e Sul. Ele é operado de forma centralizada pelo ONS e caracterizado pela predominância da oferta hidráulica, aproximadamente 90 % do total da geração.

A operação centralizada do ONS tem como objetivo minimizar o custo total de operação do sistema elétrico, atendendo restrições de confiabilidade, usos múltiplos dos reservatórios, limites de intercâmbio e garantindo o atendimento da demanda.

Os sistemas isolados são, em grande parte, atendidos por geração térmica, localizados e dispersos, na maioria, na região Norte. Atendem uma área aproximada de 45 % do território nacional e se caracterizam pelo grande número de pequenas unidades geradoras a derivados de petróleo.

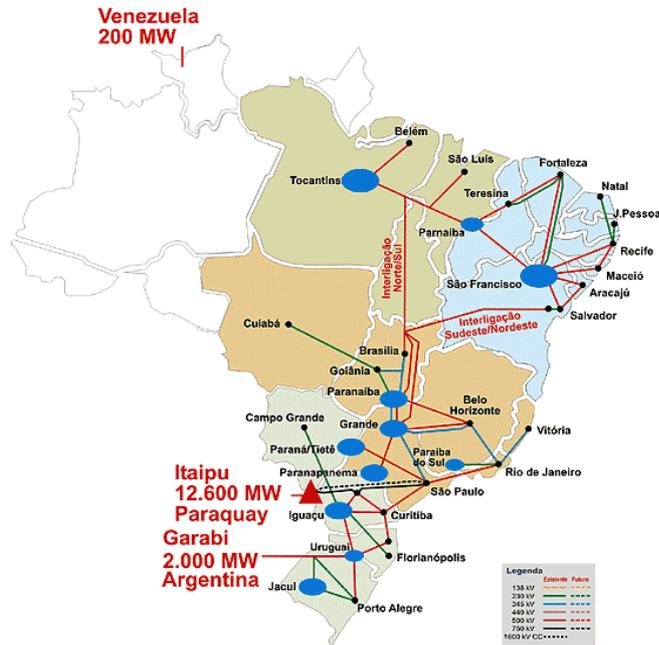


Figura 2.1: Sistema interligado nacional.

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O mercado brasileiro de energia elétrica é formado pelos agentes que operam no SIN. Neste mercado são comercializados contratos bilaterais entre vendedores e compradores fiscalizados por um órgão que também possui a função de regular, a ANEEL.

A CCEE é responsável pelo registro e contabilização dos contratos de energia elétrica. Ela também fornece o valor semanal do preço da energia elétrica no mercado de curto prazo (*spot*), que reflete o custo marginal de operação do sistema, por patamar de carga (leve, média e pesada) e por submercado. Este valor, em R\$/MWh, é denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)¹. O cálculo deste preço é efetuado por uma cadeia de mo-

¹Este valor é diferente do Custo Marginal de Operação (CMO) calculado semanalmente pelo ONS. O CMO não possui limites inferiores e superiores de preço, considera as restrições internas do submercado, como uma linha de transmissão indisponível, e leva em conta a operação de unidades geradoras em fase de teste. Já o PLD possui limites superiores e inferiores de preço, considera apenas restrições elétricas entre submercados e leva em conta somente a operação de unidades geradoras em fase comercial.

delos computacionais, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), e leva em conta uma série de variáveis, como o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios, a previsão de vazões, a demanda e a oferta projetada e os limites de integração entre os submercados.

Um agente, para comercializar qualquer contrato de energia elétrica, deve ser registrado na CCEE. Para ilustrar o rápido crescimento de agentes interessados em negociar energia elétrica, a Figura 2.2 apresenta o número de registros na CCEE desde o ano de 2000.

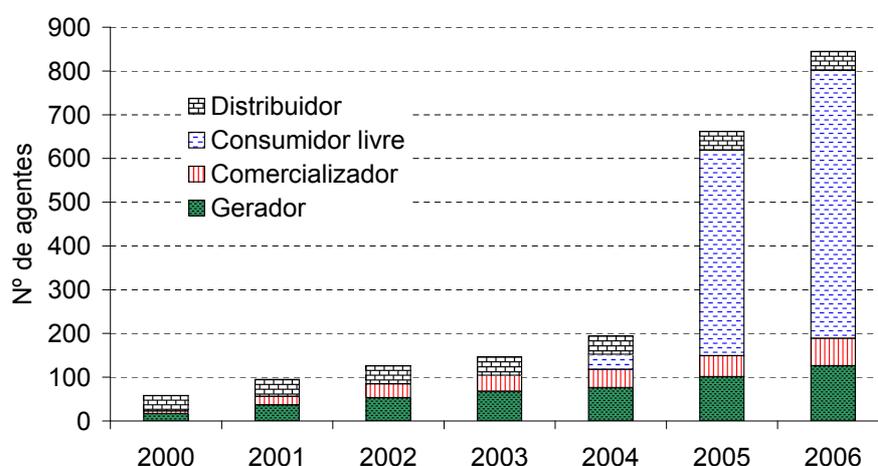


Figura 2.2: Número de agentes registrados na CCEE.

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2007).

A quantidade de energia que um agente comprador comercializa é função da projeção de sua demanda futura. Porém, para os vendedores, como o despacho da oferta é realizado centralizadamente pelo ONS, as regras são um pouco diferentes. A quantidade máxima de energia que ele é autorizado a comercializar é denominada de “garantia física²”.

A garantia física de um empreendimento é calculada pelo MME e leva em conta a expectativa de geração da usina, simulando a ocorrência de cada uma das duas mil seqüências

²Este termo freqüentemente é também denominado “energia assegurada”.

de vazões criadas estatisticamente, baseada em histórico de vazões verificados desde 1931, admitindo um risco de não atendimento à carga de 5 %. A garantia física tem grande importância comercial, pois é a energia máxima que um empreendedor pode vender no mercado de energia elétrica. A diferença entre a garantia física e a quantidade de energia contratada constitui o lastro de venda do gerador para novos contratos. A Portaria nº 303 (2004) do MME define os procedimentos para o cálculo da garantia física.

As regras gerais de comercialização dos contratos de energia elétrica são definidas pela Lei nº 10.848 (2004) e regulamentadas pelo Decreto nº 5.163 (2004). Resumidamente, estes documentos definem três ambientes para negociação de contratos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o mercado de curto prazo. Todo agente distribuidor de energia elétrica é obrigado a comprar sua energia no ACR. Geradores e comercializadores podem negociar tanto no ACR quanto no ACL. Consumidores livres compram energia somente no ACL. O mercado de curto prazo (*spot*) liquida a diferença entre o contratado (*ex-ante*) e o demandado (*ex-post*) entre vendedores e compradores. A Figura 2.3 ilustra o funcionamento do mercado.

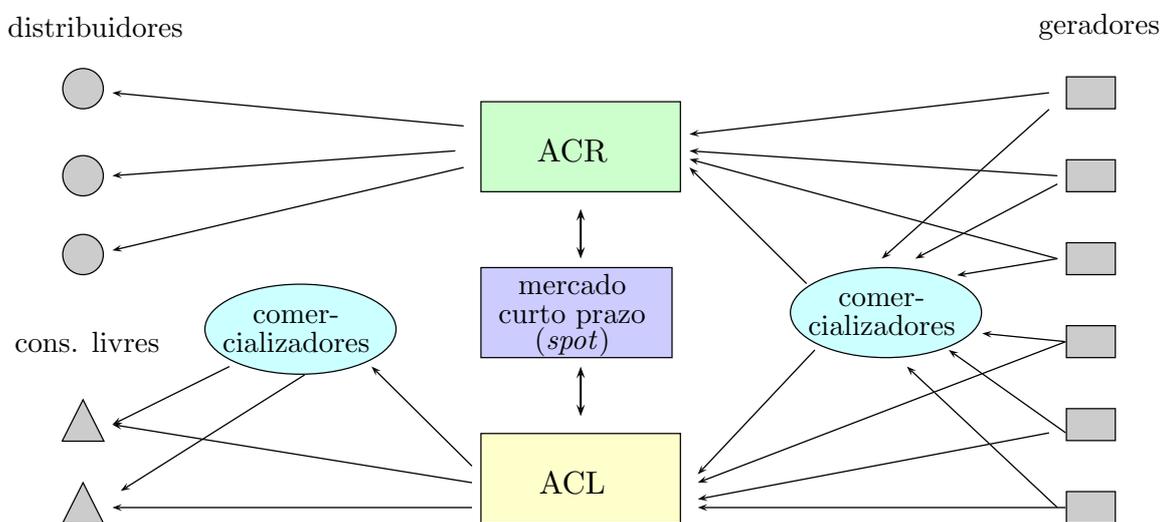


Figura 2.3: Mercado brasileiro de energia elétrica.

Todos os contratos firmados entre os agentes de mercado são registrados na CCEE. O montante anual de energia elétrica negociado nestes contratos é apresentado na Figura 2.4. Para os contratos negociados no ACR, o preço, a quantidade e o prazo dos mesmos são de domínio público e divulgados pela CCEE logo após as licitações. Já no ACL, apenas a quantidade de energia elétrica e o prazo dos contratos são informados à CCEE para registro, sendo o preço de negociação conhecido apenas pelas partes envolvidas. Portanto, as negociações no ACL não geram informação explícita de preço da energia elétrica para o mercado.

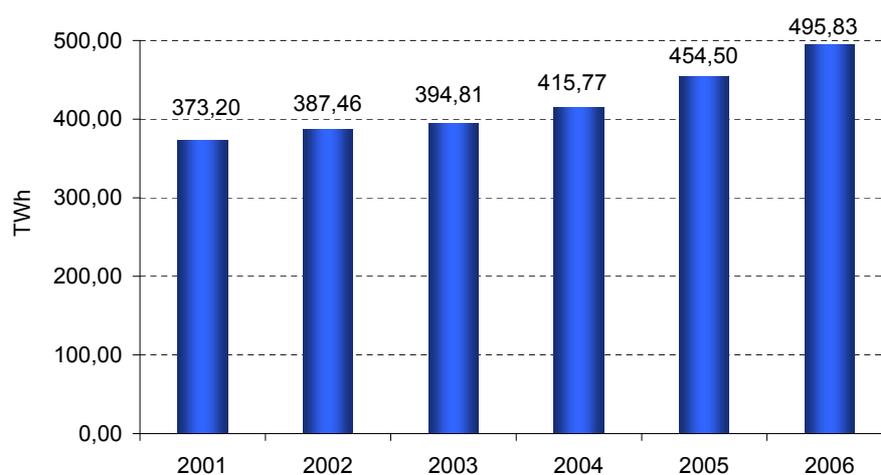


Figura 2.4: Energia comercializada por meio de contratos na CCEE.

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2007).

As seções seguintes descrevem em maiores detalhes o funcionamento de cada ambiente de mercado e suas respectivas regras de comercialização de contratos.

2.1 Ambiente de Contratação Regulada

O ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação. Um agente vendedor é o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente

para gerar, importar ou comercializar energia elétrica, já um agente de distribuição é o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica ao consumidor final, exclusivamente de forma regulada.

Para atendimento à obrigatoriedade de contratação de 100 % da demanda, os agentes de distribuição entregam até 1º de agosto de cada ano e até sessenta dias antes da data de cada leilão, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes, especificando as parcelas relativas aos consumidores potencialmente livres. Estes consumidores são aqueles com demanda maior que 3MW e não exerceram a opção de comprar energia elétrica diretamente do ACL.

A contratação no ACR é formalizada em contratos bilaterais entre gerador e distribuidor e os pagamentos deles decorrentes são efetuados diretamente entre as partes, sem interferência da CCEE. As exceções são a Usina de Itaipu, cuja energia é comercializada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) para os distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, e os contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA).

Existem dois tipos de licitação para contratação de energia elétrica no ACR. O primeiro ocorre através dos leilões de novos empreendimentos e objetiva atender a expansão do mercado das distribuidoras. No segundo, os contratos são negociados nos leilões de energia existente e que são subdivididos em Contratação de Energia Existente e Contratação de Ajuste. A Figura 2.5 resume as formas de contratação no ACR.

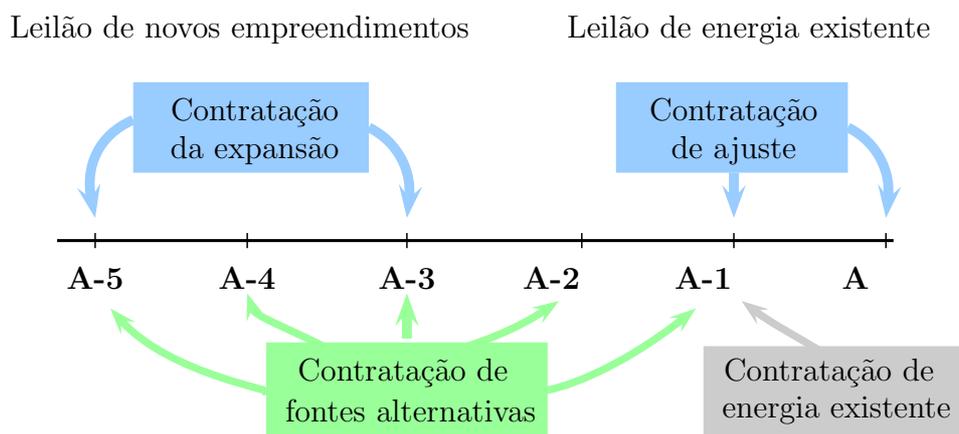


Figura 2.5: Leilões de contratos no ACR.

O ano base **A** corresponde ao início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição. Os anos **A-1**, **A-2**, **A-3**, **A-4** e **A-5** referem-se ao primeiro, segundo, terceiro, quarto e quinto ano, respectivamente, anterior ao ano base **A**, em que se realizaram os leilões de compra de energia elétrica³.

2.1.1 Leilões de novos empreendimentos

Os leilões de novos empreendimentos, também denominados de leilões de energia nova, têm o objetivo de garantir a expansão do sistema através de investimentos privados e estatais. O MME, subsidiado pela EPE e pela declaração da demanda das distribuidoras, define o montante total de energia elétrica e a relação dos empreendimentos de geração que são licitados em cada leilão. Além dos empreendimentos disponibilizados pelo MME, os agentes podem oferecer seus próprios projetos, desde que estejam de acordo com as normas vigentes.

Nestes leilões, bem com nos leilões de energia existente descritos na seção seguinte, a demanda declarada de todas as distribuidoras é agregada em uma espécie de condomínio, denominado *pool* (Figura 2.6), e depois licitada. Sem embargo da demanda ser licitada em conjunto, os contratos firmados entre os geradores vencedores do leilão e os distribuidores

³Excepcionalmente nos anos de 2004 e 2005 foram realizados leilões para contratação de energia elétrica existente nos anos **A-1**, **A-2** e **A-3**, e **A-2** e **A-3**, respectivamente.

são individuais, denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). A declaração das distribuidoras tem comportamento estratégico e não é de conhecimento público.

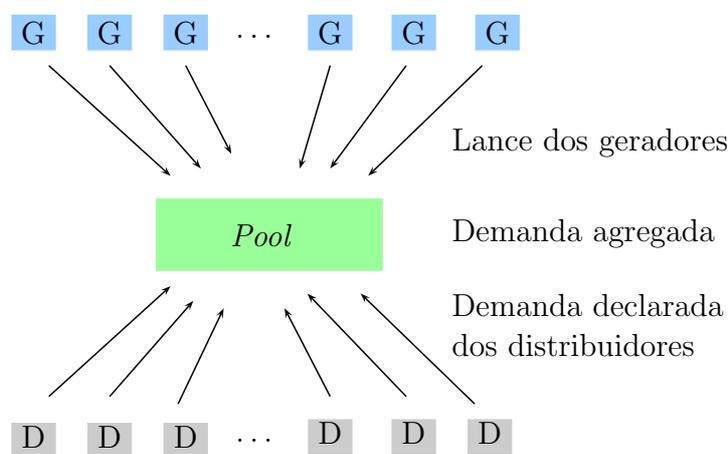


Figura 2.6: Demanda agregada para licitação.

A concessão para construção, operação, manutenção e comercialização da energia elétrica gerada do novo empreendimento é realizada mediante leilões com preços descendentes. O vencedor é aquele que oferece o menor preço de energia elétrica por MWh pelo contrato do tipo *Power Purchase Agreement* (PPA), que pode variar de 15 a 30 anos, contados a partir do início do suprimento de energia elétrica. O lance de preço do agente deve considerar, além da remuneração pela construção da usina, os demais encargos tais como o pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), custo fixo e variável de operação e manutenção (O&M), custo do combustível, impostos e encargos setoriais.

Para a construção e operação de um empreendimento de geração é necessário a obtenção de três licenças ambientais:

1. Licença prévia (LP);
2. Licença de instalação (LI);

3. Licença de operação (LO).

A LP é obtida após o estudo de inventário da bacia e os estudos de viabilidade do novo empreendimento que são realizados por empresas de engenharia e pela EPE. Estes estudos devem ser aprovados pela ANEEL. O empreendimento a ser licitado já vem com a LP. A LI é alcançada após o término do projeto básico do empreendimento e a LO pode ser conseguida após a construção do empreendimento, antes da entrada em operação. A obtenção da LI e da LO é responsabilidade do empreendedor.

Os leilões de novos empreendimentos de geração que demandam um longo prazo de construção são realizados cinco anos antes do início do suprimento, **A-5**. Empreendimentos que têm condições de ser construídos com maior rapidez, são licitados três anos antes do início de suprimento, **A-3**.

Entretanto, a partir do ano de 2007, os novos empreendimentos provenientes de fontes alternativas de geração de energia elétrica como eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e termelétricas que utilizam biomassa como combustível passaram a ser licitados em leilões próprios entre os anos **A-5** e **A-1**.

Nos leilões de energia nova, as hidrelétricas e PCHs realizam contratos de quantidade de energia elétrica, ou seja, são remuneradas de acordo com a energia elétrica produzida. Já os contratos das termelétricas e eólicas são por disponibilidade de energia, sendo elas remuneradas em duas parcelas: a primeira para ficar disponível caso seja necessário o seu despacho pelo ONS, funcionando como uma reserva ao SIN, e remunerada através de uma receita fixa em R\$/ano, a segunda parcela remunera o Custo Variável Unitário (CVU) em R\$/MWh, composto por O&M e custo do combustível, quando esta é despachada.

Até janeiro de 2008 sete leilões de energia nova foram realizados, três no A-5, incluindo o

leilão da hidrelétrica de Santo Antônio no Rio Madeira, dois no A-3, um leilão de fontes alternativas e um leilão que teve contratos negociados no A-5, A-4 e A-3. O montante de energia negociado foi de 11.427 MW médios, resultando em um volume financeiro de aproximadamente R\$ 280,21 bilhões (R\$ de 2008). No total foram contratados 107 empreendimentos, sendo 54 hidrelétricos (incluindo PCHs) e 83 termelétricos de diversas fontes. A Tabela 2.1 apresenta os resultados dos leilões. Nela, na coluna produto, os contratos são referenciados pelo seu início de suprimento, fonte (H para hidrelétrica e T para termelétrica) e prazo de duração do contrato em anos. Para atualização monetária é considerado o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), que é o utilizado nos CCEARs negociados nestes leilões, referenciado a janeiro de 2008.

Tabela 2.1: Resultado dos leilões de energia nova.

	Produto	Qtd. Negociada [MW médio]	Preço médio [R\$/MWh]	Preço em 2008 (IPCA)
	2008-H30	71	106,95	115,08
	2008-T15	561	132,26	142,31
1º leilão	2009-H30	46	113,89	122,55
dez/05	2009-T15	855	129,26	139,08
	2010-H30	891	114,83	123,56
	2010-T15	862	121,81	131,07
2º leilão	2009-H30	1.028	126,77	134,34
jun/06	2009-T15	654	132,39	140,29
3º leilão	2011-H30	569	120,86	127,08
out/06	2011-T15	535	137,44	144,52
1º FA	2010-H30	46	134,99	137,96
jun/07	2010-T15	140	138,85	141,90
4º leilão	2010-H30	-	-	-
jul/07	2010-T15	1.304	134,67	137,30
5º leilão	2012-H30	715	129,14	130,42
out/07	2012-T15	1.597	128,17	129,44
Sto. Antônio	2012-H30	1.553	78,87	78,87
dez/07				
Total		11.427		

2.1.2 Leilões de energia existente

A energia elétrica negociada nos leilões de energia existente é proveniente de empreendimentos de geração já concluídos e que estão com parte ou o total de sua energia descontratada. Estes leilões se dividem em Contratação de Energia Existente e Contratação de Ajuste.

Contratação de energia existente

O objetivo deste tipo de contratação é realocar a energia associada aos contratos que estão expirando para atender a carga existente das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O prazo de suprimento destes contratos varia de no mínimo 5 a no máximo 15 anos⁴.

O leilão destes contratos também é realizado pelo sistema de menor preço de suprimento. Entretanto, a partir do ano de 2009, tal preço não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano **A-5**, cujo início do suprimento coincida com o ano do leilão.

É notável a quantidade de energia elétrica negociada nos leilões para contratação de energia existente. No 1º leilão, ocorrido no final de 2004, foram negociados 17.008 MWmédios. Para efeito de comparação, a demanda do SIN em 2006 foi de 48.124 MWmédios (MME, 2007), ou seja, neste leilão foi comercializado mais de 35% da oferta necessária para atender todo o sistema interligado.

Cabe registrar que a realização do 1º leilão de contratação de energia existente foi o ponto de partida na comercialização de contratos no ACR. O porte deste leilão se deveu ao fato das distribuidoras estarem bastante descontratadas na época, de ter negociado três tipos de produtos com diferentes inícios de suprimento e pelo fato da retenção da demanda, consequência do racionamento de energia elétrica de 2001/2002, projetar um baixo valor

⁴Excepcionalmente para o leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes promovido em 2005, para entrega de energia a partir de janeiro de 2006, o prazo de duração do contrato pôde ser de três anos.

para o PLD.

A Tabela 2.2 mostra que, até janeiro de 2008, seis leilões de energia existente foram realizados. No total foram comercializados 19.805 MWmédios que resultaram em um volume financeiro de R\$ 103,68 bilhões (R\$ de 2008). Por esta tabela pode-se observar que, com exceção do 3º leilão que teve prazo contratual pequeno, o preço da energia elétrica está aumentando consideravelmente. Entre o produto 2005-2012 negociado no 1º leilão, em dezembro de 2004, e o produto 2007-2014 negociado no 5º leilão, em dezembro de 2006, o aumento do preço da energia elétrica é de 67%. O 6º leilão não teve negociação porque nenhum vendedor aceitou realizar lances abaixo do preço inicial, que foi fixado pelo MME em 109,00 R\$/MWh.

Tabela 2.2: Resultado dos leilões de energia existente.

Data	Produto	Qtd. Negociada [MWmédio]	Preço médio [R\$/MWh]	Preço em 2008 (IPCA)	
dez/2004	1º leilão	2005-2012	9.054	57,51	65,40
		2006-2013	6.782	67,33	76,57
		2007-2014	1.172	75,46	85,81
abr/2005	2º leilão	2008-2015	1.325	83,13	92,07
out/2005	3º leilão	2006-2008	102	62,95	68,35
out/2005	4º leilão	2009-2016	1.166	94,91	103,05
dez/2006	5º leilão	2007-2014	204	104,74	109,29
dez/2007	6º leilão	2008-2012	-	-	-
	Total	19.805			

Os preços negociados nestes leilões refletem o valor de oportunidade do produto energia elétrica para os vendedores, pois, como se trata de energia existente, os empreendimentos que fisicamente geram esta energia já foram todos amortizados. Assim, estes preços exprimem as expectativas futuras dos agentes quanto ao balanço da oferta estrutural e demanda de energia elétrica, a correlação do preço do produto no leilão com a expectativa do PLD no período do contrato e a opção de migrar os contratos que estão findando do ACR para o ACL. No ano de 2013 um montante considerável, precisamente 9.054 MWmédios vinculados

ao produto 2005-2012 do 1º leilão, deverão ser realocados no mercado.

Em relação às regras dos leilões, com exceção do 3º e 4º leilão de energia existente que ocorreram no mesmo dia, todos os outros tiveram regras distintas entre si. Além disso, o 1º e 2º leilão ocorreram por sistema via *intranet*, e não pela *internet* como os outros. O motivo foi prevenir possíveis colusões entre os agentes participantes. Assim, os participantes ficaram isolados em um mesmo prédio sem comunicação exterior, cada grupo em sua sala, de onde efetuaram as ofertas para o leilão.

Também é importante relatar as constantes modificações nas normas regulatórias pouco antes das licitações. Isto ocorre tanto para a contratação de energia nova quanto a existente. Apesar do Decreto nº 5.663, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, ser de julho de 2004, até março de 2008 ele já teve várias alterações realizadas por, pelo menos, oito decretos posteriores. Este fator, acrescido do fato dos leilões não terem uma série de regras similares, tende a aumentar o risco regulatório e, conseqüentemente, o valor do preço ofertado.

Os leilões de contratação de energia existente constituem importantes fontes de informações para outros tipos de contratação no longo prazo, por exemplo, no ACL e até mesmo em leilões futuros do ACR. Isto ocorre por que, tanto os preços quanto as quantidades de energia elétrica negociados nestes leilões são de domínio público.

Contratação de ajuste

Como os agentes distribuidores entregam sua previsão de demanda com até 5 anos de antecedência, pode acontecer da mesma não se efetivar ou aumentar acima do projetado no decorrer destes anos. Para contornar esta incerteza, a CCEE promove o leilão para contratação de ajuste, que é realizado para possibilitar a complementação da demanda dos agentes distribuidores, necessária para atendimento de 100 % de suas cargas.

Os contratos negociados possuem prazo de suprimento de no máximo dois anos e o leilão

deve ser realizado nos anos **A-1** e **A**. O montante negociado por distribuidora neste leilão não pode exceder 1 % da sua carga total⁵.

Ao contrário dos outros leilões do ACR, cuja demanda das distribuidoras é agregada no *pool* e depois licitada, no leilão de ajuste a demanda de cada distribuidora é licitada diretamente para os vendedores interessados. Desta maneira, este se torna o único leilão do ACR cujo vendedor sabe para qual comprador ele está efetuando seu lance.

Os contratos decorrentes deste leilão têm início de suprimento de energia no prazo máximo de quatro meses, a contar da realização do leilão, considerando como termo inicial o dia primeiro de cada mês.

Todavia, antes de submeterem suas demandas para licitação, distribuidoras sobrecontratadas e subcontratadas podem trocar contratos entre si através de um sistema denominado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Assim, o mercado é ajustado e no balanço de demanda final pode acontecer de nenhuma distribuidora ficar descontratada, não sendo necessário a realização do leilão de ajuste.

Até março de 2008, seis leilões de ajuste foram realizados. A Tabela 2.3 apresenta o montante e o preço da energia elétrica negociados. Como os contratos são de curto prazo, os preços destes tendem a ficar próximo ao do PLD vigente no momento do leilão. No primeiro leilão de ajuste não houve compradores devido aos ajustes realizados no MCSD. No quinto leilão, apesar de existir demanda disponível para os vendedores, não houve negociações. É provável que isto ocorreu devido ao PLD vigente no momento do leilão estar superior aos valores negociados nos contratos bilaterais. Por fim, no sexto leilão os preços negociados foram elevados, possivelmente devido o valor do PLD também estar elevado naquela época.

⁵Exceto para os anos de 2008 e 2009 quando o limite máximo é de 5 % da carga da distribuidora.

Tabela 2.3: Resultado dos leilões de ajuste.

		Qtd. negociada [MWh médios]	Preço médio [R\$/MWh]	Preço em 2008 (IPCA)
1º leilão	ago/05	-	-	-
2º leilão	jun/06	17,50	43,32	45,91
3º leilão	set/06	10,00	73,96	78,02
4º leilão	mar/07	189,00	57,29	59,03
5º leilão	jun/07	-	-	-
6º leilão	set/07	169,50	138,25	140,04

2.2 Ambiente de Contratação Livre

O ACL é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados. Os agentes que podem negociar neste ambiente são: geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Existem restrições para os agentes sob controle federal, estadual ou municipal que desejam comercializar sua energia elétrica. Eles só podem realizá-la através das formas listadas a seguir:

1. Leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;
2. Oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes ou a novos consumidores;
3. Leilões, chamadas ou ofertas públicas junto a agentes vendedores e exportadores.

O ACL permite a configuração de contratos flexíveis, pois eles podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de *hedge* a critério dos próprios interessados. Ressalta-se, no entanto, que concessionárias de geração estatais

devem promover, de modo obrigatório, um processo de leilão público, conforme listado acima, cujos editais, incluindo os contratos, devem ser aprovados pela ANEEL.

Devido a flexibilidade de contratação, muitos geradores, comercializadores e consumidores livres realizam leilões de energia de curto prazo (*ex-post*), ou seja, depois que a energia do consumidor livre foi demandada. Os geradores comercializam suas sobras de energia que não estão vinculadas a nenhum contrato bilateral auferindo um ganho financeiro extra, pois, em geral, negociam contratos com preço pouco maior que o PLD médio do mês, e os consumidores livres cumprem sua obrigação de ter 100% de sua demanda contratada, livrando-se assim das penalidades previstas, comprando energia elétrica a um preço pouco maior que o PLD. Como em média, principalmente no período úmido, o valor do PLD é muito baixo, os consumidores livres conseguem comprar esta energia a um preço menor do que compraria em um contrato bilateral. Entretanto, o consumidor livre assume o risco de, em um determinado mês, como ocorreu em junho de 2007 e janeiro e fevereiro de 2008, o PLD subir demais, e ele ser obrigado a comprar energia elétrica nestes leilões por um preço muito alto.

O mais conhecido dos leilões de curto prazo foi o organizado mensalmente pela Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F) em conjunto com a Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL), que teve seu último pregão realizado no ano de 2006.

Além do consumidor livre, podem negociar contratos no ACL os denominados Consumidores Especiais. Estes consumidores são definidos como aqueles que possuem uma demanda maior ou igual a 500 kW e estão conectados a uma tensão maior ou igual a 2,3 kV (grupo tarifário A). Eles podem negociar no ACL desde que sua energia comprada seja proveniente de PCHs, qualquer empreendimento com potência instalada menor ou igual a 1 MW ou de empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, com potência instalada menor ou igual a 30 MW. Os contratos realizados por estes consumidores são denominados Contratos de Compra de Energia Incentivada (CCEI) e podem ser realizados diretamente

entre os consumidores e geradores, ou através de uma comercializadora.

O modelo de suporte à decisão tratado no Capítulo 5 trabalha com a realocação de contratos de energia existente tanto no ACL quanto no ACR, buscando a melhor relação retorno financeiro e risco para o agente vendedor.

2.3 Mecanismo de Realocação de Energia

A produção de energia elétrica das usinas hidrelétricas estão sujeitas ao regime de afluência natural dos rios onde se encontram instaladas, à regularização dos reservatórios localizados a montante e ao despacho centralizado do ONS. Assim, as hidrelétricas não têm capacidade de definirem o momento e a quantidade de energia elétrica que elas devem produzir.

Portanto, se uma hidrelétrica estiver em um período hidrológico ruim, independente de outras estarem com hidrologia favorável, ou caso o ONS decida, para a otimização eletroenergética do recursos do SIN, que esta hidrelétrica deva reduzir sua produção, pode ocorrer dela produzir menos energia elétrica do que a sua garantia física. Desta forma, se toda a garantia física estiver vinculada a contratos bilaterais, por exemplo, ela teria que comprar no mercado de curto prazo, ao PLD, a diferença entre a garantia física e a sua produção.

Historicamente, o PLD tem tido um comportamento bastante volátil. A Figura 2.7 mostra os registros do PLD desde o ano de 2000 para o patamar de carga média para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. Observa-se que ele alcançou valores altos no início do racionamento de energia elétrica, em junho de 2001, e com a retração da demanda, no período pós-recessão, ele manteve um comportamento mais estável, situando-se perto ou no seu valor mínimo até o início de 2006. A partir de meados de 2007 o PLD passou a ter valores elevados, até atingir seu patamar máximo em janeiro de 2008. Em janeiro de 2007 o PLD se encontrava no seu valor mínimo e um ano após, em janeiro de 2008, no seu valor máximo. Este comportamento volátil e de difícil previsibilidade é uma característica do PLD.



Figura 2.7: Histórico do PLD.

Assim, se em um período, ainda que involuntariamente, uma usina hidrelétrica produz menos energia elétrica do que sua garantia física, ela teria que repor a energia vinculada aos seus contratos ao PLD, que, como visto, se situa em valores em demasia elevados em determinados períodos.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) tem a função de mitigar o risco comercial de uma usina individual gerar menos do que sua garantia física, compartilhando as conseqüências de hidrologias ruins ou de decisões do ONS sobre o despacho individualizado, entre todas as hidrelétricas conectadas ao SIN. Ele transfere o excedente das hidrelétricas que geraram além de suas garantias físicas para aquelas que geraram abaixo e, assim, assegura às usinas hidrelétricas seus níveis de garantia física para fins de comercialização de contratos, independente de seus níveis individuais de produção, desde que a geração total do MRE no período seja maior ou igual a soma das garantias físicas dos participantes do MRE. O excesso de geração em relação à soma das garantias físicas é denominado de energia secundária e também é realocada entre os participantes do MRE.

Na hipótese da geração do MRE ser menor do que a soma das garantias físicas, apenas

para este período, é realizado um recálculo de garantia física para a usina do MRE, na proporção da garantia física de cada uma, de maneira que a soma das garantias físicas deste recálculo seja igual a geração do MRE no período. Desta forma, caso uma usina possua contratos cujo montante de energia vinculado a eles é maior do que o valor do recálculo do MRE, referida usina deverá comprar ao PLD a diferença entre a soma dos montantes dos contratos e o recálculo da garantia física do MRE. Portanto, o MRE mitiga o risco hidrológico das hidrelétricas para fins de comercialização de energia elétrica, compartilhando-o, porém não o elimina.

A cessão da energia elétrica de uma hidrelétrica para outra no MRE é valorada pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Esta tarifa visa cobrir os custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos referente à energia transacionada no MRE. A TEO é reajustada anualmente e para o ano de 2008 seu valor é de 7,77 R\$/MWh.

Capítulo 3

Modelo de suporte à decisão

Os problemas enfrentados pelos agentes do setor elétrico no ambiente competitivo de negócios são complexos e possuem numerosas soluções. A essência da análise de decisão consiste em avaliar as soluções possíveis e escolher a melhor conduta de ação.

Do ponto de vista da teoria econômica, uma decisão deve ser vista como o resultado de uma atividade de produção em cujas premissas estão envolvidos os esforços intelectuais do decisor, volumes e análise de dados, *softwares*, entre outros. O modo geral de desenvolver e organizar estas premissas é o foco de estudo dos sistemas de suporte a decisão (Bonczek et al., 1981).

3.1 Teoria da decisão

Uma decisão implica em escolha entre alternativas. A teoria da decisão tem o objetivo de fornecer o embasamento teórico para que a alternativa escolhida maximize a utilidade esperada do tomador de decisão.

Historicamente, a primeira grande contribuição para o desenvolvimento da teoria da decisão foi dada por Daniel Bernoulli, em 1738, o qual contestou a utilização de dinheiro como medida de valor (Bernoulli, 1954). Surgiu, então, o conceito de utilidade, medida numérica

para descrever a importância de uma decisão. Bernoulli mostrou que a utilidade da mesma quantia de dinheiro variava de pessoa para pessoa e concluiu que a medida importante de uma decisão é a utilidade esperada (Silva, 1990).

Com o decorrer dos anos, os avanços de outros campos da ciência, como a administração de empresas, probabilidade e estatística, pesquisa operacional e teoria dos jogos, geraram importantes contribuições para o desenvolvimento da moderna teoria da decisão. No entanto, como frisam Bacharach e Hurley (1991), os estudos desta teoria não estão finalizados. De fato, apesar das brilhantes descobertas, ela se encontra, hoje, em estado de distúrbio, longe de harmonizar entendimentos teóricos e práticos, deixando dúvidas se existem soluções em muitos problemas de escolha racional. É, então, inevitável que a atenção aumente em direção aos fundamentos da teoria da decisão. Isso inclui sua metodologia, as possíveis limitações da formalização analítica, suas hipóteses básicas e seus objetivos finais.

Um problema de decisão pode ser analisado sob duas vertentes: de forma intuitiva ou por meio de uma análise formal. As análises intuitivas, de um modo em geral, são mais simples e baseadas em rotinas ou problemas repetidos. A análise formal é utilizada quando as decisões são complexas e as alternativas diferem bastante umas das outras. Tal análise é aplicada para problemas que são expressos de maneira formal, através de relações lógicas ou matemáticas. Para Holloway (1979), existem quatro fatores que podem deixar o problema suficientemente complexo para que haja a necessidade de se realizar uma análise formal:

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

A Figura 3.1 é uma representação da análise formal. Quando um ou mais fatores listados acima estão presentes, é quase impossível pensar em todos os aspectos relevantes do problema sem uma análise mais profunda.

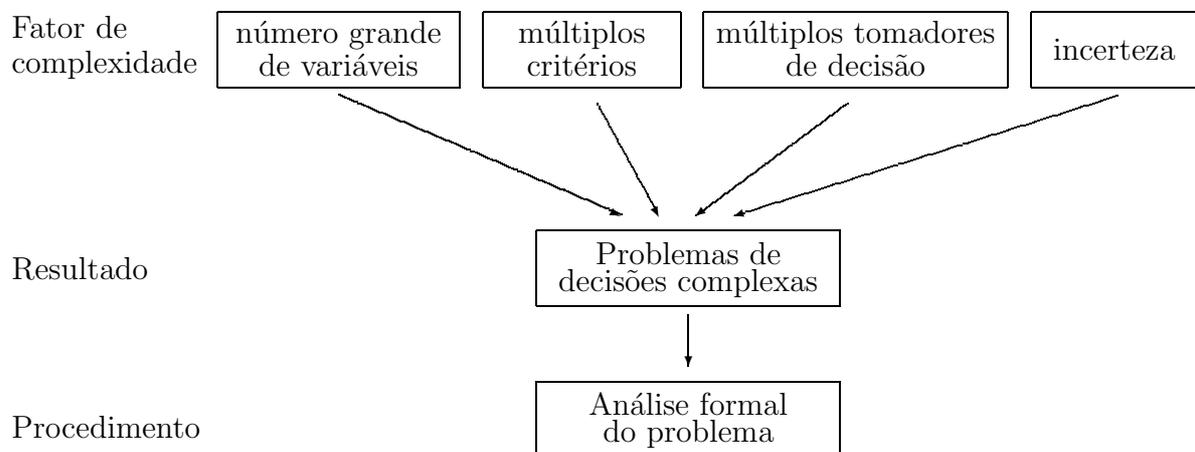


Figura 3.1: Análise formal do problema de decisão.

A análise formal não tem a intenção de substituir os processos intuitivos de resolução de problemas por processos analíticos puros. Ao contrário, busca-se combinar métodos analíticos e intuitivos de tal forma que a análise formal dê suporte à decisão.

Com os avanços na ciência computacional, novos campos de estudo na área da análise formal estão se desenvolvendo com velocidade. Pode-se citar como exemplo a Inteligência Artificial e os Sistemas de Suporte à Decisão, que combinam a habilidade criativa do ser humano com as habilidades lógicas e de processamento da informação dos computadores, permitindo a ligação dos modelos de decisão a uma grande massa de dados (Silva, 1990).

De um modo em geral, inclusive no desenvolvimento desta tese de doutorado, o processo de decisão segue o fluxo da Figura 3.2, que será discutido em maiores detalhes na Seção 3.2.

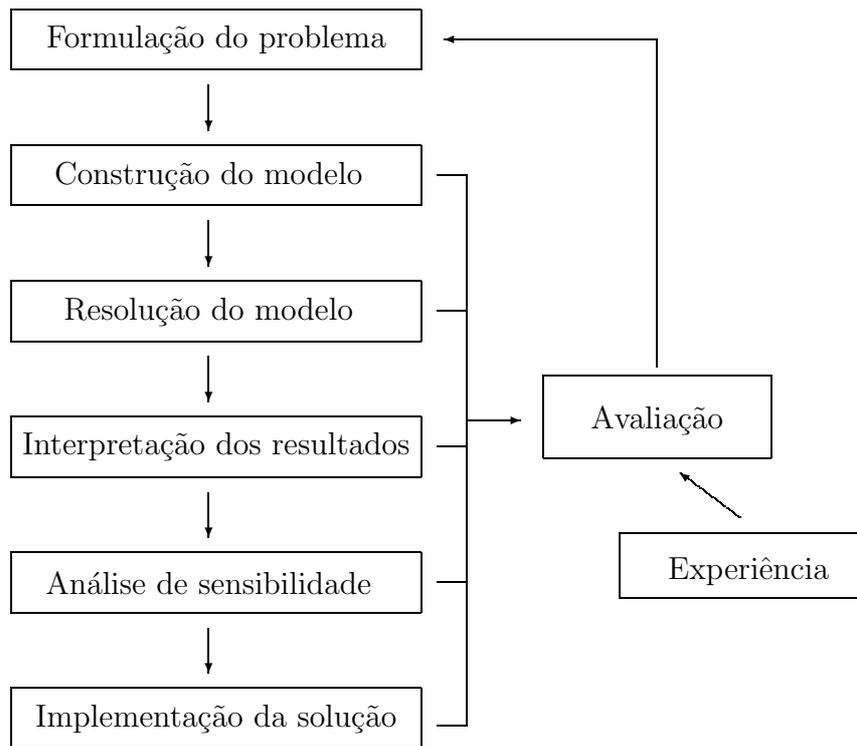


Figura 3.2: Fluxo do processo de decisão.

Concluindo o tema em epígrafe, é importante frisar que uma boa decisão não é aquela que sempre leva a um final com bons resultados, pois decisões hoje consideradas corretas podem transformar resultados vistos como bons em ruins, em face de fatores externos. Portanto, não se vislumbra a medida da qualidade de uma decisão somente por seus resultados, pois a qualidade da decisão deve ser considerada igual à qualidade da análise feita para tomar tal decisão (Silva, 1990).

3.2 Modelagem matemática

A construção de um modelo matemático para auxiliar no suporte à 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 para ela, para o problema real (Figura 3.3). Segundo Pidd

(1998), um modelo pode ser definido como uma representação externa e explícita de parte da realidade visto por quem o deseja utilizar para entender, mudar, gerenciar e controlar parte daquela realidade.

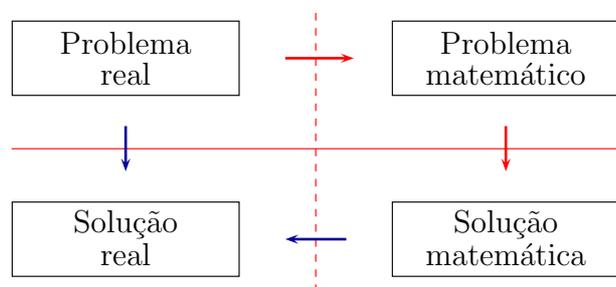


Figura 3.3: Construção de um modelo matemático.

Para Alter (1980), as principais vantagens em se utilizar modelos de decisão são:

- planejamento para facilitar os processos de decisão;
- embasamento melhor à decisão a ser tomada;
- capacidade de responder rapidamente a mudanças requeridas ou necessárias realizadas pelo tomador de decisão.

Os problemas de decisão encontrados em ambientes de negócios são representados por modelos matemáticos que assumem a forma geral (Ackoff e Sasieni, 1968):

$$U = f(X_i) \tag{3.1}$$

Na Equação 3.1 a variável dependente U representa a medida de performance do problema que está analisando. O termo X_i representa as variáveis independentes que desempenham algum papel e têm impacto na determinação de U . A função $f(\cdot)$ ou $f(X_i)$ especifica ou descreve a relação entre U e X_i .

Os modelos matemáticos desenvolvidos para problemas de suporte à decisão podem ser divididos em três tipos de categorias: os prescritivos, de previsão e os descritivos.

Nos modelos prescritivos o agente defronta-se com um problema de decisão envolvendo uma função matemática $f(\cdot)$ bem definida. Se os valores das variáveis independentes estão sob controle do agente, o problema de decisão se concentra em determinar os valores de X_1, X_2, \dots, X_n que produz o melhor resultado sob a variável dependente U . Estes modelos são conhecidos como prescritivos porque suas soluções informam ao agente quais decisões ele deve tomar. São exemplos de modelos prescritivos problemas de programação linear, inteira, não-linear e multiobjetivo, como de alocação de recursos, transporte, investimento, entre outros (Ackoff e Sasieni, 1968).

Em alguns casos, porém, a forma de $f(\cdot)$ é desconhecida e deve ser estimada pelo agente para fazer suas premissas a respeito das variáveis X_i . Estes tipos de modelos são conhecidos como de previsão.

A terceira categoria de modelos é denominada descritiva. Nesta situação, o agente se defronta com um problema de decisão que tem uma função $f(\cdot)$ bem definida entre as variáveis independentes X_1, X_2, \dots, X_n e a dependente U . Porém, existe grande incerteza quanto aos valores que serão atribuídos a uma ou mais variável independente X_i . O modelo desenvolvido na tese que ora se submete à análise do leitor e apresentado no Capítulo 5, encaixa-se nesta categoria. A Tabela 3.1 apresenta um sumário das categorias de modelos matemáticos.

A modelagem de situação ou problema pode ser separada em formulação, construção do modelo e obtenção da solução, e teste e implementação.

Tabela 3.1: Características dos modelos matemáticos.

Categoria de modelos	$f(\cdot)$	Variáveis independentes	Técnicas de solução
Prescritivos	conhecida, bem definida	conhecida ou sob controle do agente	Programação linear, inteira, multi-objetiva ...
Previsão	desconhecida, mal definida	conhecida ou sob controle do agente	Análise de regressão, de séries temporais ...
Descritivo	conhecida, bem definida	desconhecida ou incerta	Simulação, gerenciamento de filas ...

Fonte: (Ackoff e Sasieni, 1968)

3.2.1 Formulação do problema

Segundo Costa (1977), para caracterizar um problema de decisão, torna-se elementar a necessidade do estabelecimento de metodologia para o processo decisório, o qual deve abranger os elementos da Figura 3.4.

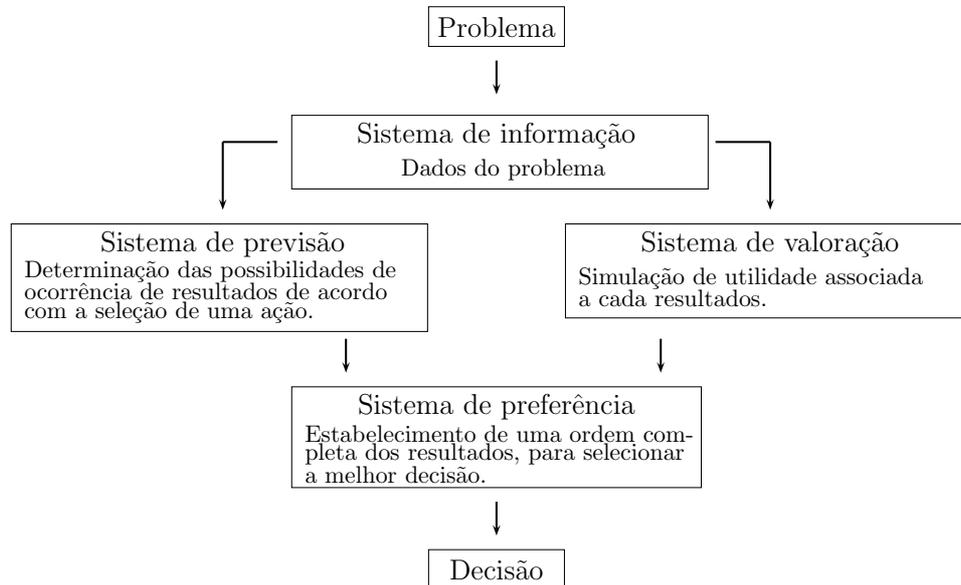


Figura 3.4: Formulação do problema de decisão.

As condições necessárias para formular e avaliar um problema são apresentadas a seguir e na Tabela 3.2.

- Ambiente, denominado estados da natureza (N_j), no qual as variáveis fora de controle serão definidas;
- Deve existir mais do que uma linha de ação (E_i) que constituem as variáveis controladas a serem escolhidas;
- Obtenção do resultado do problema (R_{ij}) de acordo com os estados da natureza;
- Probabilidade (P_{ij}) de que se obtenha o resultado R_{ij} , tendo sido selecionada uma linha de ação E_i ante a ocorrência do estado da natureza N_j ;

Tabela 3.2: Variáveis que interferem no processo decisório.

Estratégias	Natureza					
	N_1	N_2	...	N_j	...	N_n
E_1	$P_{11}R_{11}$	$P_{12}R_{12}$...	$P_{1j}R_{1j}$...	$P_{1n}R_{1n}$
E_2	$P_{21}R_{21}$	$P_{22}R_{22}$...	$P_{2j}R_{2j}$...	$P_{2n}R_{2n}$
\vdots	\vdots	\vdots	\ddots	\vdots	\ddots	\vdots
E_i	$P_{i1}R_{i1}$	$P_{i2}R_{i2}$...	$P_{ij}R_{ij}$...	$P_{in}R_{in}$
\vdots	\vdots	\vdots	\ddots	\vdots	\ddots	\vdots
E_m	$P_{m1}R_{m1}$	$P_{m2}R_{m2}$...	$P_{mj}R_{mj}$...	$P_{mn}R_{mn}$

É evidente que o somatório da probabilidade associada a cada resultado deve ser igual a um.

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n P_{ij} = 1 \quad (3.2)$$

A sistemática da descrição de um problema envolve o conceito de árvore de decisão, que é uma maneira gráfica de visualizar as conseqüências de decisões atuais e futuras, bem como

os eventos aleatórios relacionados (Figura 3.5). Num sistema ortogonal de coordenadas, no eixo das abscissas marcam-se os instantes t_0, t_1, \dots, t_n . Sobre as ordenadas representam-se as estratégias (E_i) e os estados da natureza (N_j).

Os nós quadrados representam decisões e os nós redondos incertezas. Cada ramo representa uma única alternativa. Os nós quadrados se conectam a dois ou mais nós de incertezas para representar os possíveis resultados.

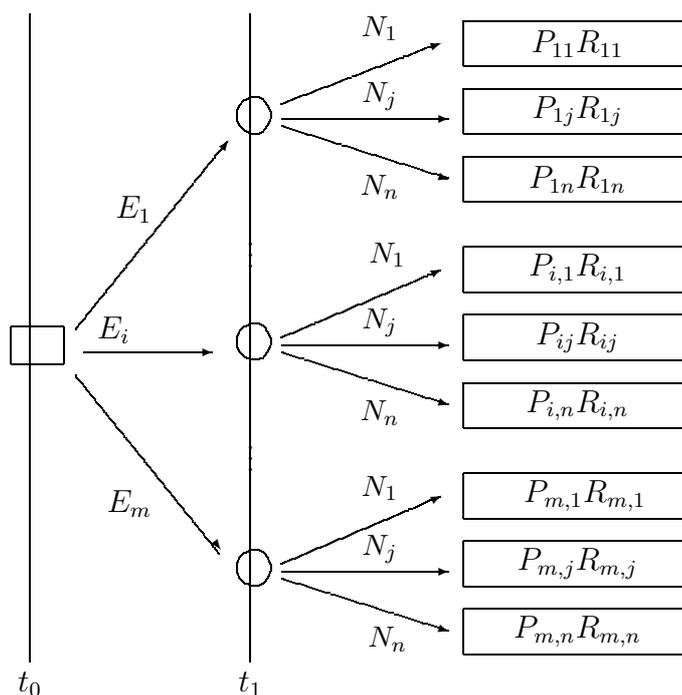


Figura 3.5: Árvore de decisão.

A árvore de decisão se torna mais difícil de construir quanto maior for a estrutura do problema. Sem prejuízo do tamanho do questão, Holloway (1979) sugere nove regras para a sua construção:

1. Identificar a decisão imediata e as alternativas a serem consideradas;
2. Determinar uma avaliação para as conseqüências da ação imediata;

3. Identificar todos eventos que contêm incertezas que podem de forma direta afetar os resultados das alternativas consideradas na decisão imediata;
4. Identificar todas as futuras decisões que podem diretamente afetar os resultados das alternativas consideradas na decisão imediata;
5. Identificar todos eventos que contêm incertezas que fornecem em tese informações que podem afetar a decisão futura;
6. Resultados e alternativas em cada nó devem ser mutuamente exclusivos, isto é, ocorre um resultado ou outro, nunca os dois de maneira simultânea;
7. Resultados e alternativas em qualquer nó devem ocorrer pelo menos uma vez;
8. A ordem cronológica dos eventos necessita ser respeitada;
9. Dois ou mais nós de incerteza não separados por um nó de decisão, ou dois ou mais nós de decisão não separados por um nó de incerteza, podem ser trocados entre si.

Exemplo aplicado ao mercado de energia elétrica é descrito a seguir. Na Figura 3.5 um agente tem que decidir no instante t_0 a quantidade de energia que deve ser negociada no ACR, ACL e mercado de curto prazo. Logo, ele tem n estratégias (E). O agente pode considerar a natureza (N), no instante t_1 como o aumento da oferta de energia no mercado, através da entrada em operação de novos empreendimentos, redução da demanda do sistema, migração dos clientes potencialmente livres do ACR para o ACL, entre outras variáveis. Para cada ramo da árvore, ele associa uma probabilidade. O resultado das estratégias, combinado com o estado da natureza, é apresentado no final da árvore.

3.2.2 Construção do modelo

Modelos são versões simplificadas do problema de decisão que representam. Portanto, eles devem representar, com precisão, as características relevantes do problema de decisão. Em

geral, é menos dispendioso analisar problemas de decisão utilizando modelos, pois eles têm a capacidade de fornecer soluções necessárias em uma base de tempo mais adequada. Além disso, são úteis para examinar informações que seriam impossíveis de se fazer na realidade, permitindo ganhos no entendimento do problema sob investigação. O propósito final em utilizar modelos é melhorar o processo de decisão (Ragsdale, 1998).

Se fossem tão complexos e difíceis de controlar como a realidade, não haveria nenhuma vantagem em utilizar modelos. No entanto, pode-se construir modelos que são muito mais simples que a realidade, e ainda assim conseguir empregá-los para prever e explicar fenômenos com alto grau de precisão. A razão disso é que, embora seja necessário um número considerável de variáveis para poder prever um fenômeno com boa exatidão, um pequeno número de variáveis normalmente explica a maior parte dele. A questão é encontrar as variáveis certas e a relação entre elas (Ackoff e Sasieni, 1968).

O modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica apresentado no Capítulo 5 utiliza variáveis como prazo dos contratos, preço de venda e quantidade de energia. Como se detectará mais adiante, o modelo desenvolvido neste trabalho pode ser considerado descritivo, pois todas as variáveis independentes possuem algum grau de incerteza.

A qualidade de um modelo depende em grande parte da imaginação e do poder criador de quem o desenvolve. Intuição, inspiração e outras atividades mentais espontâneas desempenham papel fundamental no processo. Não existe, portanto, um manual de instruções sobre a construção de modelos e, ainda que existisse, seria provável que ele mais restringisse o poder criador do que o promovesse.

A construção de um modelo defronta com objetivos conflitantes: simplicidade e completude. Deve-se ter em mente a complexidade matemática da solução, pois a pessoa responsável pela decisão terá que entender a metodologia e a solução para estar apta a utilizá-la. Como

corolário, ao se construir um modelo tem-se como objetivo simplificar a realidade até o ponto em que a perda de precisão não seja relevante. Ressalta-se que o entendimento da metodologia pelo usuário não está relacionado ao “como” o modelo processa, por exemplo tipo de algoritmo ou linguagem computacional que ele utiliza, mas ao “o quê” ele faz, a representação simplificada da realidade.

Existem várias formas de se obter soluções a partir de modelos. Neste capítulo será considerado a obtenção de soluções pelos seguintes métodos:

- Simulação;
- Teoria dos jogos;
- Otimização.

Simulação

Os modelos representam a realidade, a simulação a imita (Ackoff e Sasieni, 1968). A simulação refere-se à forma de manipular o modelo para que ele proporcione uma visão dinâmica da realidade. Via de regra, uma simulação envolve grande quantidade de cálculos que só são possíveis de realizar com o auxílio de computadores. Embora ocorra avanços, em alguns casos a computação ainda pode ser proibitiva em relação a grandeza do modelo.

Na simulação, procura-se avaliar uma equação na qual um ou mais componentes são variáveis aleatórias. Variável aleatória é 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 da distribuição de probabilidade.

O sorteio ou a retirada aleatória de uma ou mais variáveis de 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, entre outros. Neste trabalho, os resultados das simulações exprimem a receita esperada e a *Receita ao Risco*, definida na Seção 4.7, do agente vendedor de energia elétrica. Os principais conceitos de variável aleatória e função de distribuição de probabilidade podem ser consultados nas referências Magalhães e de Lima (2004) e Evans e Olson (2002).

A idéia de simulação é exaustivamente utilizada no modelo de suporte à decisão apresentado no Capítulo 5. O método de Monte Carlo, descrito na Seção 4.7, é a técnica utilizada nesta tese para realizar as simulações necessárias.

Teoria dos jogos

Uma simulação na qual múltiplos decisores interagem pode ser realizada utilizando o conceito de teoria dos jogos. A suposição básica em que se apóia a teoria é que os tomadores de decisão adotam objetivos exógenos bem definidos (eles são racionais) e levam em conta seus conhecimentos e suas expectativas em relação ao comportamento dos outros tomadores de decisão (eles pensam estrategicamente) (Osborne e Rubinstein, 1994).

A teoria dos jogos começou a ser discutida com maior ênfase após a publicação do livro *Game Theory and Economic Behavior* de von Neuman e Morgenstern (1944), os quais desenvolveram seus estudos baseados na análise de vários jogos de estratégias e na análise do comportamento econômico. Ela é definida como a teoria das interações estratégicas. Por esta teoria, cada participante deve escolher as suas próprias ações, baseado no que ele imagina de como serão os movimentos dos outros jogadores.

Os principais elementos da teoria dos jogos são os jogadores, as ações, as estratégias e as informações disponíveis para cada jogador, os benefícios e o equilíbrio do jogo, além da natureza. Os dois tipos de jogos conhecidos são o cooperativo e o não-cooperativo. No cooperativo os participantes podem se unir em coalisões para maximizar seus benefícios. No não-cooperativo a coalisão é proibida e o participante deve definir suas estratégias baseado nas suas informações privadas, nas informações públicas e de acesso a todos os jogadores e

nas possíveis estratégias que os outros jogadores podem exercer.

Otimização

A otimização ou pesquisa operacional é uma metodologia científica utilizada para descrever processos e auxiliar na tomada de decisão. Suas técnicas tomaram impulso com os trabalhos de George B. Dantzig, em 1947 (Dantzig, 1963) e as primeiras aplicações práticas da pesquisa operacional ocorreram durante a Segunda Guerra Mundial quando pesquisadores a utilizaram para resolver conflitos militares. Desde então, a pesquisa operacional apresentou grande desenvolvimento e, atualmente, é utilizada em vários ramos da ciência como administração, negócios e engenharia (Hillier e Lierberman, 1995). Tal desenvolvimento deu-se em parte devido aos avanços nas pesquisas dos algoritmos de otimização e pelo advento dos computadores com grande velocidade de processamento e capacidade de armazenar de dados.

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: receita) 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 multiobjetiva são aplicadas de acordo com o problema em questão. Nesta tese é utilizada a programação linear.

3.2.3 Teste do modelo e implementação

Um modelo deve ser testado de forma contínua enquanto está sendo construído. Se o teste não for efetuado paralelamente à construção, ele tende a adquirir inviolabilidade durante o

seu desenvolvimento, o que tornará complicada a sua avaliação objetiva depois da conclusão (Ackoff e Sasieni, 1968).

Os principais tipos de deficiência que um modelo pode apresentar estão listados abaixo:

- Inclusão de variáveis irrelevantes;
- Exclusão de variáveis relevantes;
- Uma ou mais variáveis relevantes podem ter sido avaliadas imprecisamente;
- Sua estrutura pode estar errada.

O modelo matemático deve, sempre que possível, ser implementado em computador utilizando linguagem de programação ou *software* próprio para isto. Existem inúmeros pacotes computacionais de código aberto ou comerciais que são usados amplamente em modelagem. No Capítulo 6 são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas para a implementação deste trabalho.

Capítulo 4

Conceito de risco e eficiência

Embora as pessoas e as empresas lidem com o risco diariamente nas mais variadas formas, sua conceituação é difícil. Situações que figurem de alto risco para uma pessoa pode ser considerada de risco aceitável para outras. O sucesso de negócios, muitas vezes, se dá através das distintas posturas em relação ao risco assumidas. As perspectivas, geradas por conjuntos distintos de informação, é que deve fixar o nível de risco de um evento (Securato, 1993).

Do mesmo modo que o risco, o conceito de eficiência é amplo e varia dependendo do contexto. Uma vez que os termos risco e eficiência são amplamente utilizados neste trabalho, faz-se necessário definir os conceitos relacionados a eles.

Assim, optou-se por dividir este capítulo em nove seções. A seção 4.1 apresenta as diversas definições de risco. As seções 4.2 e 4.3 descrevem, respectivamente, o risco como medida quantitativa e as maneiras de modificar o seu valor. As seções 4.4 e 4.5 apresentam uma representação geométrica do risco e analisam os diversos tipos de riscos encontrados. As seções 4.6 e 4.7 definem *Value at Risk* e *Receita ao Risco*, o método de mensuração de risco utilizado na construção do modelo matemático deste trabalho. A seção 4.8 discorre sobre os principais riscos encontrados no setor elétrico. E, por fim, a seção 4.9 define o conceito de eficiência utilizado neste trabalho.

4.1 Definição de risco

De acordo com o Dicionário Aurélio (1999) risco é:

- perigo ou possibilidade de perigo;
- situação em que há probabilidades mais ou menos previsíveis de perda ou ganho como num jogo de azar ou numa decisão de investimento;
- em contratos de seguros, evento que acarreta o pagamento da indenização;
- possibilidade de perda ou de responsabilidade pelo dano.

Segundo Jorion (2000), as origens da palavra risco remontam ao latim *resicare* (cortar separado). Seu significado original vem da noção de perigo que os navegantes tinham ao passar por rochas perigosas e pontiagudas.

De maneira subjetiva, risco pode ser descrito como a percepção de perigo ou falha. Como os seres humanos não são iguais, cada um tem uma noção diferente de perigo. Segundo Jones (1995), as pessoas, de um modo em geral, são mais propensas a aceitar riscos maiores se elas têm a sensação que possuem algum controle sobre o processo. Por exemplo, os indivíduos se sentem confortáveis dirigindo automóveis, porém se consideram intimidados morando perto de uma usina nuclear, mesmo que a incidência atual de mortes ou feridos por acidentes nucleares seja muito menor do que de acidentes automotivos.

Um estudo de Slovic (1987) sugere que as pessoas estão dispostas a aceitar um risco associado a atividades voluntárias até 1.000 vezes maior do que os associados a involuntárias. Este estudo também sugere que os seres humanos estão propensos a aceitar riscos associados com uma atividade que seja aproximadamente proporcional à terceira potência do benefício produzido.

Quantificado, o risco se torna um número que exige atenção e cuidado ao ser expresso. Pode-se citar como exemplo a dificuldade de se definir, com exatidão, qual o risco de racionamento de energia elétrica no Brasil, em um determinado ano, dada a conjuntura que se está observando no momento. Diversas empresas, órgãos governamentais e associações representativas de agentes possuem seus próprios métodos e, via de regra, os valores de risco obtidos por esses métodos são distintos.

Na engenharia os coeficientes de segurança são enormes quando se calcula a estrutura de uma hidrelétrica, prédio ou mesmo de uma casa. São utilizadas probabilidades de falha em função do possível prejuízo ao cliente caso ocorra um evento desfavorável. Na vida pessoal, sempre se procura o melhor equipamento e o lugar mais seguro. A segurança é diretriz para as decisões (Cascaes, 2004).

Risco está sempre relacionado a um acontecimento futuro. As informações de um evento passado podem servir de subsídios para avaliar um provável acontecimento futuro. Entretanto, nesta introdução, o objetivo não é padronizar valores de percepção ao risco, porém exteriorizar como ele, até por ser subjetivo, é complexo de ser definido, avaliado, mensurado e gerenciado.

O que se pretende mostrar é que o risco está associado às incertezas que norteiam o processo decisório. Quando não há incertezas ou alternativas, não há risco quanto ao resultado da decisão tomada.

4.2 Risco como medida quantitativa

O cálculo matemático do risco de um evento está associado a duas variáveis: probabilidade e magnitude da consequência.

$$\text{Risco} = \text{probabilidade} \times \text{magnitude da consequência} \quad (4.1)$$

As subseções seguintes discutem estas duas variáveis separadamente.

Probabilidade

A descrição da natureza estocástica da frequência de um evento ocorrer é denominada probabilidade. Resumidamente, ela é um termo matemático que pode assumir valores entre 0 e 1 e definida como o número de resultados observados dividido pelo número total dos resultados possíveis.

Conseqüência

A conseqüência exprime a magnitude da perda. Um revés é mensurado de maneira distinta pelas pessoas e, portanto, é difícil de quantificá-lo. Assim, não há um padrão para cálculo da conseqüência. Em geral, ela descreve as penalidades associadas a ocorrência de certos eventos.

4.3 Alteração do risco

Risco é uma função de várias variáveis, porém o tempo é uma variável independente fundamental. Na Equação 4.2, o risco é valorado por $R(t)$, $P(t)$ representa a probabilidade e $C(t)$ o valor da magnitude da conseqüência no tempo t .

$$R(t) = P(t) \cdot C(t) \tag{4.2}$$

Assim, da Equação 4.2 conclui-se que existem três maneiras de modificar o risco:

1. Alterando a probabilidade $P(t)$;
2. Alterando a magnitude da conseqüência $C(t)$;
3. Alterando ambos, a probabilidade e a magnitude da conseqüência.

Em termos matemáticos a taxa de risco no tempo $\left(\frac{dR(t)}{dt}\right)$ pode ser escrita em relação as suas partes dependentes, conforme a Equação 4.3.

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{dP(t)}{dt} \cdot C(t) + P(t) \cdot \frac{dC(t)}{dt} \quad (4.3)$$

A alteração do risco é a variação do risco em um determinado período e indicado pela variável $\Delta R(t)$. Manipulando a Equação 4.3 e admitindo dt ser aproximado para Δt , a alteração do risco pode ser escrita pela Equação 4.4.

$$\Delta R(t) = \Delta P(t) \cdot C(t) + P(t) \cdot \Delta C(t) \quad (4.4)$$

A redução do risco ocorre quando $\Delta R < 0$ enquanto o risco aumenta quando $\Delta R > 0$. Pelo fato da probabilidade e a magnitude da consequência serem variáveis independentes uma da outra, pode acontecer de ambas serem modificadas e a alteração do risco ser nula, isto é, $\Delta R = 0$.

Portanto, existem várias maneiras de promover a redução do risco, porém a questão está em responder quais são as melhores. A representação geométrica do risco, apresentada na seção seguinte, fornece algumas respostas.

4.4 Representação geométrica do risco

Em termos matemáticos, as variáveis probabilidade e a magnitude da consequência e, como resultado o risco, podem ser representados por um ponto no espaço de duas dimensões. Todo par ordenado com o valor da probabilidade e o respectivo valor da consequência, $[p, c]$, representa um ponto no sistema (Figura 4.1).

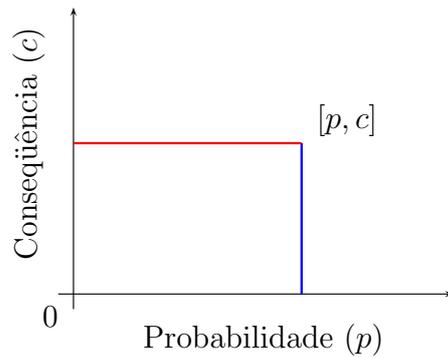


Figura 4.1: Sistema de coordenadas de risco.

Apesar de cada ponto no sistema de coordenadas possuir apenas uma representação $[p, c]$, diferentes pontos podem representar o mesmo valor para o risco. Para exemplificar, suponha a existência de dois pontos com o mesmo produto, isto é, mesmo risco.

Ponto A : $[p = 0,2, c = 5]$ Risco = k

Ponto B : $[p = 0,5, c = 2]$ Risco = k

O resultado pode ser observado na curva da Figura 4.2 denominada “contorno de risco”.

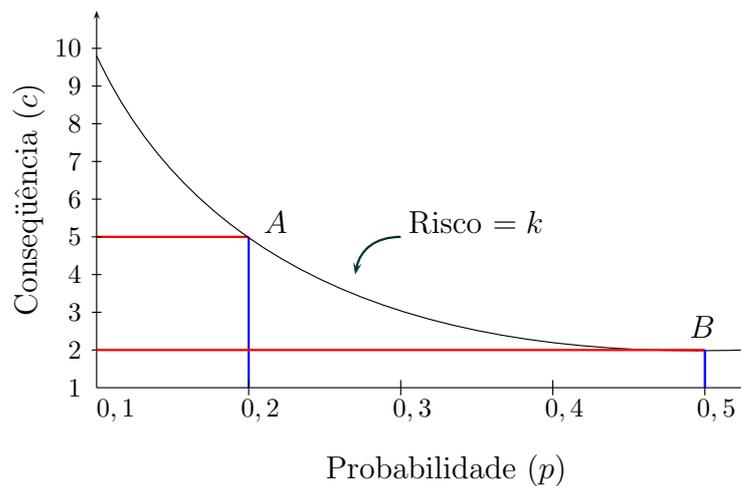


Figura 4.2: Propriedades da constante risco.

Um dos propósitos em utilizar o sistema de coordenadas é assistir o agente que pretende avaliar o risco de um estudo. A avaliação de risco é um processo de julgamento de uma falha potencial das mudanças no risco total, relativo aos movimentos no sistema de coordenadas. Pelo fato de existirem infinitudes de combinações de probabilidade e a magnitude da consequência que resultam em um mesmo risco, medir apenas o risco total em si é uma informação incompleta para o agente que deseja avaliar o risco. Portanto, é necessário verificar as direções de mudanças do valor do risco no sistema de coordenadas.

Jones (1995), por meio da Figura 4.3, apresenta os sistemas de coordenadas dividido em quatro quadrantes. As quatro seções significam direções indicando alterações no risco. Cada direção tem diferentes implicações na avaliação do risco que são discutidas a seguir.

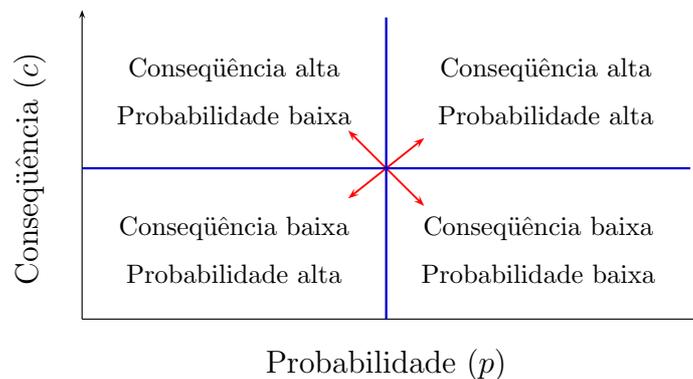


Figura 4.3: Categorias de risco.

1. Consequência alta e probabilidade alta.

O movimento nesta direção constitui o pior caso, pois aumenta a probabilidade de eventos negativos com consequências graves. A questão do agente está em definir o limite de exposição máxima aceitável quando ele move nesta direção. O movimento nesta direção não ocorre voluntariamente.

2. Consequência baixa e probabilidade alta.

Mover nesta direção significa que o risco está decrescendo por conta da variável con-

seqüência, porém a probabilidade da ocorrência de eventos negativos continua alta. O movimento nesta direção busca um *trade-off* entre estas duas variáveis.

3. Conseqüência baixa e probabilidade baixa.

Mover nesta direção é o objetivo de todos os agentes, pois o risco total é reduzido por ambas as variáveis. Neste caso, este movimento sempre ocorre voluntariamente.

4. Conseqüência alta e probabilidade baixa.

Esta região tem em comum algumas características do item 2 (conseqüência baixa e probabilidade alta), porque é possível encontrar o mesmo valor do risco daquela região com combinações diferentes de probabilidade e conseqüência. Entretanto, existem consideráveis diferenças práticas. No item 2, muito é conhecido sobre o comportamento dos eventos, pois existem uma abundância de ferramentas estatísticas que conseguem fornecer informações descritivas sobre o processo. Devido as conseqüências serem menores, dados suficientes para o cálculo do risco estão disponíveis. Entretanto, se o agente se move na direção deste item 4, menos dados para efetuar os cálculos estarão disponíveis. A conclusão é que, mesmo que um agente tenha o mesmo risco se deslocando para a direção do item 2 ou 4, as incertezas numéricas ou os erros estatísticos associados a estes valores serão diferentes. Na região 4 existem eventos insuficientes para servirem de dados para os modelos estatísticos.

4.5 Análise de risco

Risco exerce um grande papel na avaliação da contratação de energia elétrica por parte dos geradores. É ao mesmo tempo, objetivo e subjetivo. É objetivo porque todos agentes lidam com as mesmas incertezas de mercado e subjetivo porque diferentes estratégias na contratação de energia podem implicar diferentes graus de risco (Shahidehpour et al., 2002).

Risco pode ser definido como a volatilidade de benefícios inesperados, normalmente relacionado ao valor de ativos ou passivos de interesse (Jorion, 2000). Alguns autores conceituam

risco como algo associado à possibilidade de perda, enquanto outros utilizam o termo para indicar um grau de incerteza tanto em relação a perdas quanto em relação a ganhos.

A análise de riscos consiste em:

- Entender os riscos que estão envolvendo a instituição;
- Mensurar o risco;
- Controlar o risco;
- Comunicar o risco.

Segundo Jorion (2000), as empresas, em geral, estão expostas a três tipos de risco: operacional, estratégico e financeiro.

Os riscos operacionais (*Business risks*) são aqueles assumidos com objetivo de criar vantagem competitiva e valorizar a empresa. Eles estão relacionados ao setor da economia em que a empresa opera e incluem inovações tecnológicas, desenhos de produtos e *marketing*.

Riscos estratégicos são resultados de mudanças no cenário econômico ou político. São exemplos deste tipo de risco a expropriação e a nacionalização, que são difíceis de fazer *hedge*.

Os riscos financeiros estão ligados a possíveis perdas nos mercados financeiros com oscilações de variáveis como taxa de câmbio e juros. Jorion (2000) subdivide o risco financeiro em:

- Riscos de mercado: vinculados às mudanças nos preços (ou volatilidades) de ativos e passivos financeiros, sendo mensurados pelas mudanças no valor das posições.
- Riscos de crédito: ocorrem quando as contrapartes não desejam ou não são capazes de cumprir suas obrigações contratuais.

- Riscos de liquidez: surgem quando uma transação não pode ser conduzida pelos preços de mercado prevalentes devido a uma atividade insuficiente de mercado.
- Riscos operacionais: referem-se às perdas potenciais resultantes de sistemas inadequados, má administração, controles defeituosos ou falha humana.
- Riscos regulatórios: decorrentes de quebra de contratos mediante mudanças de normas, instabilidade política, mudanças freqüentes na legislação, entre outros.

Esta tese esgrima com o risco de mercado, isto é, relacionado à variabilidade dos preços de energia elétrica no longo prazo. Os métodos mais utilizados para mensurar este tipo de risco são o desvio-padrão, a volatilidade, o arrependimento minimax, o *Value at Risk* (VAR) (valor ao risco) e o *Conditional Value at Risk* (valor em risco condicional) (CVAR).

No entanto, neste trabalho, para mensurar o risco de receita do agente vendedor de energia elétrica, optou-se por definir um novo conceito, denominado de Receita ao Risco (RAR). Este conceito, detalhado nas seções seguintes, deriva da definição de VAR e foi escolhido com o objetivo de simplificar a análise do usuário dos resultados fornecidos pelo modelo de decisão. Além disso, com exceção do VAR e CVAR, as medidas de risco listadas anteriormente são de difícil aplicabilidade para o problema que esta tese propõe avaliar, pois são medidas analíticas, cujas aplicações estão vinculadas as implicações de ocorrências passadas no risco futuro. Como explicitado no Capítulo 1, o histórico de preços de contratos bilaterais, de leilão, é reduzido, por isto optou-se por utilizar uma derivação do VAR, que permite o uso de simulações em substituição aos métodos analíticos.

4.6 *Value at Risk*

O VAR é a quantia máxima em dinheiro que pode ser perdida ou deixada de ser ganha em portfólio em um período, com um dado nível de confiança (Best, 1999). Por exemplo, o VAR de R\$ 2.000.000,00 em um dia dado um nível de confiança de 95%, sugere que é esperado,

com probabilidade de 95%, que a perda do dia não seja maior do que R\$ 2.000.000,00. O CVAR representa o valor esperado da perda, dado que esta perda foi superior ao VAR. Existem excelentes referências na literatura que utilizam VAR aplicado a mercados de energia elétrica como Denton et al. (2003), Henney e Keers (1998) e Das e Wollenberg (2005).

O VAR, como é tipicamente calculado, fornece uma medida estatística da máxima provável perda do portfólio quando o mercado se comporta de maneira normal. Ele não é concebido para competir com mudanças de preços anormais (extremas) (Jorion, 2000).

Para mensurar o VAR, deve-se escolher dois fatores quantitativos: o horizonte de tempo e o nível de confiança. Ambos, de certa forma, arbitrários. O horizonte pode ser determinado pela natureza da carteira. Os bancos comerciais utilizam o VAR sobre um horizonte diário, devido ao giro rápido das suas carteiras. De modo inverso, carteiras como as de fundo de pensão, ajustam suas exposições ao risco em um tempo maior, e, portanto, o horizonte de um mês é geralmente escolhido (Jorion, 2000). Dahlgren et al. (2003), por exemplo, utilizaram um horizonte de 100 dias para avaliar o VAR no mercado diário de energia elétrica da Califórnia.

Há poucas diretrizes para a escolha do nível de confiança. O Comitê da Basileia¹ escolheu um nível de 99%. O Citibank emprega um nível de 95,4% e o J.P.Morgan de 95%. O cálculo da Garantia Física das usinas hidrelétricas e termelétricas adota um nível de confiabilidade para o suprimento de energia elétrica de 95%, ou seja, com risco de qualquer déficit de energia de 5%.

A escolha do nível de confiança deve levar em consideração o grau de aversão ao risco da empresa ou governo e o custo por uma perda que ultrapasse o VAR. Uma aversão mais

¹Pacto financeiro com o objetivo de conseguir uma maior estabilidade financeira, firmado pelos bancos centrais do G-10 (Bélgica, Canadá, França, Estados Unidos, Alemanha, Itália, Japão, Holanda, Reino Unido, Suécia, além de Suíça e Luxemburgo) que se reúnem uma vez por ano.

forte ao risco indica que um valor maior de capital deve ser alocado a fim de cobrir possíveis perdas, resultando assim, em um nível de confiança mais alto (Jorion, 2000). Uma opção na definição do nível de confiança consiste em definir vários percentis e analisar o VAR em cada um deste percentis. Por exemplo, o VAR com 99%, 98%, 97%, 96% e 95% de confiança.

É importante o usuário escolher um nível de confiança que lhe permita verificar as estimativas regularmente. Ao se escolher um nível de 95%, por exemplo, a expectativa é que haja, a cada 20 dias, uma perda diária que supere o VAR.

A Figura 4.4 apresenta a variação diária do Índice de Energia Elétrica (IEE), índice setorial da Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA) lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica, no período de 01/02/2005 a 31/01/2006. O IEE constitui-se instrumento que permite a avaliação da performance de carteiras especializadas do setor de energia elétrica e é composto pelas ações as quais tiveram participação em termos de volume financeiro igual a no mínimo 0,01% do volume do mercado à vista (lote-padrão) da BOVESPA nos últimos doze meses, que foram negociadas em no mínimo 80% do total de pregões do período e apresentaram no mínimo 2 negócios/dia em pelo menos 80% dos pregões em que foi negociada. A composição deste índice é reavaliada a cada quatro meses (BOVESPA, 2007).

Analisando a Figura 4.4, conclui-se que este índice apresentou grande volatilidade no período de um ano, atingindo um máximo de 5,67%, em 4 de maio de 2005 e um mínimo de -6,15%, em 23 de junho do mesmo ano. Um investidor pode utilizar o VAR para avaliar se ele deseja investir no conjunto de ações as quais compõe este índice. Utilizando um exemplo hipotético, admite-se que seu capital será investido por no máximo um ano e, facultar-se-lhe-á a qualquer momento neste período, vender as ações compradas. Também é admitido que utilizará um nível de confiabilidade de 95% e empregará na sua análise os dados históricos da variação diária dos dois últimos anos.

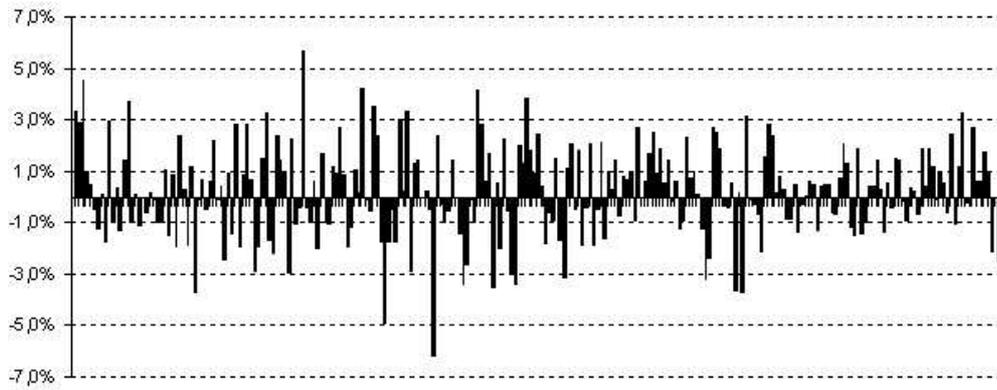


Figura 4.4: Índice de Energia Elétrica (IEE).

Fonte: Bovespa.

Para facilitar a análise, a Figura 4.5 reorganiza os dados da Figura 4.4 transformando-os em uma distribuição de frequência do período em análise. Assim, observa-se que se o futuro repetir as variações passadas, o valor esperado do retorno diário do IEE será de 0,21%. O VAR, em relação ao retorno esperado, será de -2,60% ao risco de 5%.

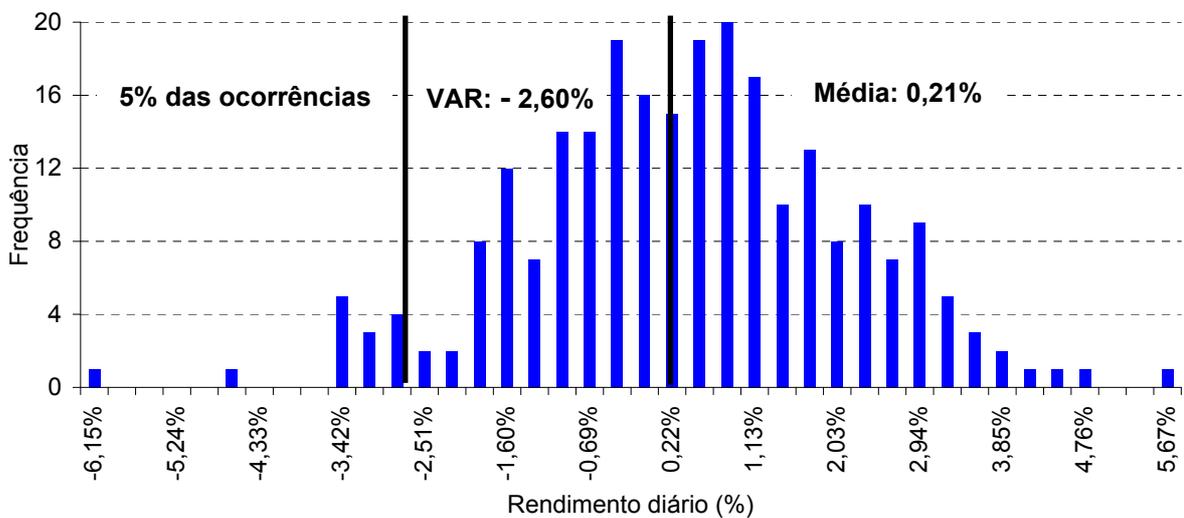


Figura 4.5: VAR para o período de 1 ano e 95% de confiabilidade.

4.7 *Receita ao Risco*

Um dos objetivos do modelo de suporte à decisão do Capítulo 5 desta tese é obter duas medidas quantitativas: a receita esperada e o valor mínimo esperado da receita do agente dado um nível de confiança ou risco.

A *Receita ao Risco* (RAR) definida neste trabalho representa a segunda medida, isto é, calculado o valor esperado da receita, esta medida explicita o valor mínimo da receita, dado um nível de confiança. A RAR estima o ganho mínimo potencial da receita do agente, enquanto o VAR a perda máxima. Considerando o mesmo nível de confiança, pode-se expressar matematicamente o RAR como:

$$\text{RAR} = \text{Valor Esperado} - \text{VAR}. \quad (4.5)$$

A RAR, assim como o VAR, também deve ser utilizada para mercados que se comportam normalmente. Ela não captura mudanças extremas, como alterações regulatórias, que têm impacto nas regras de mercado de energia elétrica. A Figura 4.6 exemplifica o valor da RAR para uma distribuição de probabilidade normal com valor esperado de 1.000 e desvio-padrão igual a 100. Nesta figura, a RAR é de 835,51 para um nível de confiança α de 95%. Se interpretar o valor esperado de 1.000 como receita esperada de uma carteira de contratos, o valor de 835,51 pode ser interpretado como a receita, dado um nível de confiança de 95%, ou, de outra maneira, existe um risco de 5% da receita da carteira ser menor do que 835,51. O modelo do Capítulo 5 apresenta resultados como o expresso na Figura 4.6.

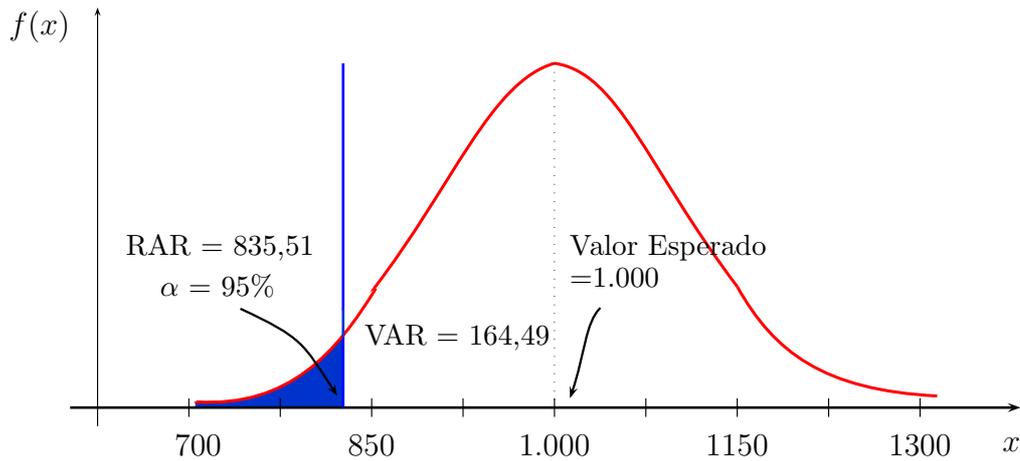


Figura 4.6: RAR para um nível de confiança de 95%.

Para calcular a RAR é utilizado o método de simulação de Monte Carlo. Este método de simulação consiste de um processo para operar modelos estatísticos para lidar experimentalmente com variáveis descritas por funções probabilísticas. Envolve a geração de números aleatórios para uma determinada função de distribuição de probabilidade e utiliza a média destas observações para estimar o valor esperado do problema e os percentis superiores ou inferiores para detectar o nível de risco. No caso deste trabalho, interessa o percentil inferior no qual é expressada a RAR.

O processo de aplicação da simulação de Monte Carlo para análise de risco consiste dos seguintes passos:

- Construção um modelo que descreva os principais fatores associados com o problema de decisão;
- Reconhecer e identificar a incerteza associada com estas variáveis no modelo;
- Gerar uma distribuição de probabilidades para as variáveis que se deseja entender melhor;
- Analisar os efeitos da incerteza nas variáveis de decisão. Por exemplo, responder estas questões: qual a probabilidade de ocorrer perdas financeiras significativas? Ocorrendo

um resultado adverso, qual será a perda resultante da decisão tomada?

No método de Monte Carlo repete-se várias vezes um ensaio ou simulação. Cada vez que uma simulação é realizada, uma ou mais variável de incerteza envolvida assume um valor aleatório de acordo com uma função de distribuição de probabilidade. Não há uma norma para definir o número de simulações que devem ser realizadas. Porém, este número deve ser grande o suficiente pois, o valor estimado converge para o valor real a uma velocidade proporcional a \sqrt{k} , na qual k representa o número de simulações.

Segundo Jorion (1998), página 194:

“Esse método (Monte Carlo) provavelmente representa a abordagem mais poderosa para a mensuração de risco de mercado, contanto que a modelagem seja feita corretamente”.

4.8 Risco no setor elétrico

O tópico risco sempre esteve presente no setor elétrico. A incerteza quanto a projeção da demanda, os impactos ambientais das obras de engenharia, a probabilidade de falha de equipamentos, o remanejamento de populações com enchimento dos reservatórios de novas hidrelétricas, incertezas regulatórias e os preços de formação do contratos de comercialização são apenas alguns exemplos de atividades que envolvem algum tipo de risco no setor elétrico.

Assim como descrito na definição de risco, no setor elétrico a avaliação de risco sempre está ligada a alguma atividade futura. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE, 2004)² define, na Resolução n° 1 de novembro de 2004, o critério de garantia de suprimento de energia elétrica baseado no risco anual da insuficiência de energia:

²Conselho presidido pelo Ministro de Minas e Energia composto por dez membros, incluindo sete ministros de Estado, instituído pela Lei 9.478 de agosto de 1997 com o objetivo de estabelecer e revisar as políticas energéticas propostas pelo MME.

“Art 2º: Estabelecer que o risco de insuficiência da oferta de energia no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5 % em cada um dos subsistemas que o compõe”.

Desta maneira, o planejamento de expansão do setor elétrico é realizado baseado no risco de déficit de 5 %. O Plano Decenal de Expansão, elaborado anualmente pelo MME, estabelece o cronograma de entrada e construção de novos empreendimentos de geração baseado, entre outros, neste critério. Entretanto, apesar do CNPE fixar este critério para o risco de falta de energia elétrica, ele não estabelece nenhum parâmetro para a profundidade do déficit, ou seja, ele trata da mesma maneira um racionamento atingindo 1 % ou 20 % da carga do SIN.

A projeção da demanda do Plano Decenal de Expansão também é incerta e, por conseguinte, existe risco dela não se concretizar. Para contornar esta situação, o MME projeta três cenários de demanda, em geral denominados de referência, baixo e alto. Estes cenários são baseados em premissas macroeconômicas de difícil previsão, principalmente quando se considera um horizonte de dez anos.

Riscos regulatórios também estão presentes no setor elétrico. As constantes mudanças no ambiente institucional e a instabilidade existente decorrentes das trocas de governo são alguns dos riscos que os agentes investidores computam antes de propor algum projeto ou avaliar alternativas de entrada no mercado de energia elétrica.

Outra fonte de risco está ligada aos aspectos ambientais e sociais. Não existe forma de geração de energia elétrica que não produza algum dano social ou ambiental. A construção de hidrelétricas, termelétricas e linhas de transmissão devem cada vez mais obedecer critérios rígidos de riscos ambientais. É comum projetos de engenharia serem alterados diversas vezes para atender estes requisitos. Alguns são até cancelados. É nítida a dificuldade de se projetar hidrelétricas com grandes reservatórios, como era feito há alguns anos, com o agravante

do maior potencial hídrico não explorado no Brasil estar na região Amazônica.

Alguns riscos emanaram com a reestruturação do setor elétrico iniciada ainda em meados da década de 1990. Dentre estes riscos situa-se o de mercado. Os consumidores que se enquadram na condição de livres podem escolher entre comprar energia no ambiente regulado ou livre. A vantagem de comprar no mercado regulado está na garantia de suprimento ao mesmo preço da energia fornecida aos consumidores cativos. Porém, pode ocorrer no mercado livre que esta mesma energia seja negociada a um preço inferior ao do mercado cativo. O risco de negociar no mercado livre está no momento da recontratação da energia de um contrato vencido. Se na época da recontratação a demanda estiver muito próximo da oferta, ou no limite, o sistema estiver em racionamento, o preço da energia elétrica deste novo contrato tende a ser extremamente alto para o consumidor livre, pois há restrição de oferta. Por outro lado, este risco é mitigável, pois se pode celebrar contratos com diferentes vendedores com prazos de término distintos. Para mitigar o risco de suprimento energético e preço, alguns consumidores estão garantindo os seus requisitos energéticos através da construção de seus próprios sistemas de geração, tornando-se autoprodutor de energia e vendendo o excedente produzido para o mercado.

Por último, existe o risco de crédito. O principal foco deste tipo de risco está na inadimplência. Como no mercado regulado a demanda das distribuidoras é agregada para depois ser leiloadada e, depois de leiloadada ser dividida por meio de CCEARs entre vendedores e distribuidores, eles não possuem a oportunidade de escolher o agente para negociar. Assim, um vendedor não pode escolher uma distribuidora para comercializar sua energia baseada no seu histórico de “bom pagador”, sendo obrigado a assumir o risco de crédito desta distribuidora.

4.9 Eficiência

O conceito de eficiência é amplo e varia dependendo do contexto. O objetivo desse capítulo é definir o conceito de eficiência utilizado neste trabalho, uma vez que este termo é ampla-

mente utilizado nesta tese.

Em geral, na área de energia, o termo eficiência está ligado ao conceito de se utilizar menos energia para produzir a mesma quantidade de serviço ou saída útil. Por exemplo, para o setor industrial, a eficiência energética pode ser medida pela quantidade de energia requerida para produzir uma tonelada de um produto. Portanto, eficiência energética é geralmente definida pela razão entre a saída útil e a energia de entrada do processo.

Em economia, eficiência está relacionada à alocação de bens. Numa troca entre agentes, o desfecho dependerá da capacidade de negociação entre as duas partes. Entretanto, em mercados competitivos existem muitos compradores e vendedores, de maneira que se um comprador não ficar satisfeito com os termos da negociação pode procurar outro vendedor o qual lhe ofereça condições mais atraentes. Conseqüentemente, os valores de mercado são determinados pelo conjunto de forças representado pelos compradores que compõe a demanda e pelos vendedores que compõe a oferta (Pindyck e Rubinfeld, 1994).

Portanto, o conceito de eficiência neste caso está relacionado à alocação de bens. No caso específico de leilões, o organizador de um leilão interessado em alcançar a eficiência, objetivo, por exemplo, dos leilões de energia existente do ACR, deve escolher com cuidado o formato do leilão. Configurar um leilão cujas regras sejam simples, a probabilidade de conluio entre os participantes seja baixa e que os participantes revelem sua verdadeira avaliação para o bem (eficiência) é uma tarefa difícil e que exige esforço e conhecimento do executor.

Contudo, o conceito de eficiência utilizado neste trabalho está relacionado a definição utilizada em pesquisa operacional. Um problema de otimização com um único objetivo e com restrições possui a forma:

$$\begin{aligned} \max \quad & \{f(\mathbf{x}) = z\} \\ \text{s.a} \quad & \mathbf{x} \in S \end{aligned} \tag{4.6}$$

onde $f(\mathbf{x})$ é a função objetivo e S a região factível. O propósito do problema de otimização é encontrar um ponto \mathbf{x}^* em S que maximiza o valor da função objetivo z .

Entretanto, o problema de contratação eficiente de energia elétrica é formulado com mais de um objetivo. O tomador de decisão tem que escolher sua carteira ótima de contratos baseada no binômio risco e retorno financeiro. Portanto, trata-se de um problema de decisão multiobjetivo ou multicritério. Dependendo da construção do modelo, os objetivos do agente podem ser maximizar o retorno financeiro (z_1) e minimizar o risco de exposição (z_2) da sua carteira de contratos:

$$\begin{aligned} \max \quad & \{f_1(\mathbf{x}) = z_1\} \\ \min \quad & \{f_2(\mathbf{x}) = z_2\} \\ \text{s.a} \quad & \mathbf{x} \in S. \end{aligned} \tag{4.7}$$

Este é o modo mais utilizado para avaliar risco. O problema 4.7 é uma das mais conhecidas aplicações da teoria do portfólio a problemas reais e se baseia no Modelo da Mínima Variância de Markowitz (1952). O objetivo desse modelo é otimizar o portfólio (ou a segmentação da carteira) de maneira a minimizar os riscos da aplicação (medida pela variância da utilidade conseguida).

O problema 4.7 pode ser transformado em um problema de um único objetivo, fixando-se uma taxa de retorno e minimizando o risco da carteira. Porém, para se utilizar este modelo faz-se necessário construir uma matriz de correlação entre as variáveis, neste caso, os preços dos contratos. Entretanto, como o mercado brasileiro de energia elétrica é muito recente, seria difícil supor, ainda que a Seção 5.5 tente fazer isto, uma correlação entre possíveis

contratos de energia elétrica, pois não há um histórico suficiente para estes preços.

Assim, como descrito na Seção 4.7, nesta tese optou-se por utilizar o conceito de RAR para mensurar o risco. Como já explicitado, neste trabalho RAR deve ser interpretado como o resultado mínimo esperado com determinado grau de confiança. Por esta interpretação, quanto maior o RAR, fixado um nível de confiança, maior é o resultado mínimo esperado da carteira. Destarte, o problema multiobjetivo do agente passa a ser: maximizar a receita esperada (z_1) e maximizar o RAR, definido o nível de confiança, (z_2) da sua carteira de contratos:

$$\begin{aligned}
 & \max \{f_1(\mathbf{x}) = z_1\} \\
 & \max \{f_2(\mathbf{x}) = z_2\} \\
 & \text{s.a} \quad \mathbf{x} \in S.
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Para se entender o conceito de eficiência em pesquisa operacional primeiro deve-se compreender o conceito de dominância.

Seja $\mathbf{z}^1, \mathbf{z}^2 \in \mathfrak{R}^k$ dois vetores de critério. Então, \mathbf{z}^1 domina fracamente \mathbf{z}^2 se e somente se $\mathbf{z}^1 \geq \mathbf{z}^2$, e $\mathbf{z}^1 \neq \mathbf{z}^2$, isto é, $z_i^1 \geq z_i^2$ para todo i e $z_i^1 \neq z_i^2$ para pelo menos um i . Se \mathbf{z}^1 domina \mathbf{z}^2 , nenhum componente de \mathbf{z}^1 é menor do que o correspondente componente de \mathbf{z}^2 , e pelo menos um componente de \mathbf{z}^1 é maior do que seu correspondente de \mathbf{z}^2 . Se e somente se $\mathbf{z}^1 > \mathbf{z}^2$, isto é, $z_i^1 > z_i^2$ para todo i , então \mathbf{z}^1 domina fortemente \mathbf{z}^2 (Steuer, 1985).

Para exemplificar, considere a Tabela 4.1 com quatro vetores de critérios. Os vetor de critério \mathbf{z}^1 é dominado pelos outros vetores no conjunto como indicado. Não existe relação de dominância entre $\mathbf{z}^2, \mathbf{z}^3$ e \mathbf{z}^4 .

Tabela 4.1: Exemplo de dominância.

Vetor	Valores do critério		Dominado por
	z_1	z_2	
\mathbf{z}^1	2	2	\mathbf{z}^2 e \mathbf{z}^3 fracamente
\mathbf{z}^2	4	2	
\mathbf{z}^3	2	3	
\mathbf{z}^4	1	4	

Enquanto o conceito de dominância refere-se ao espaço de critério, a idéia de eficiência refere-se aos pontos do espaço de decisão. Sendo \mathbf{C} o conjunto de coeficientes da função de critério, então o vetor critério é dado por $\mathbf{C}\mathbf{x}$, segue, assim, a definição de eficiência.

Um ponto $\bar{\mathbf{x}} \in S$ é eficiente se e somente se não existe outro ponto $\mathbf{x} \in S$ tal que $\mathbf{C}\mathbf{x} \geq \mathbf{C}\bar{\mathbf{x}}$ e $\mathbf{C}\mathbf{x} \neq \mathbf{C}\bar{\mathbf{x}}$. De outra maneira, $\bar{\mathbf{x}}$ é ineficiente.

Um ponto $\bar{\mathbf{x}} \in S$ é eficiente se seu vetor critério não for dominado pelo vetor critério de algum outro ponto de S . Isto é, um ponto é eficiente se não for possível mover-se na região factível para aumentar um dos objetivos sem diminuir pelo menos um dos outros objetivos. Em outras disciplinas, este conceito de eficiência também é conhecido como Ótimo de Pareto, Admissibilidade ou Não-inferioridade (Steuer, 1985).

A Tabela 4.1 serve para exemplificar o conceito de eficiência ora definido. Assuma o problema multicritério na qual a região factível consiste dos quatro pontos dados pela Tabela 4.1. Pelo fato do vetor critério \mathbf{z}^1 ser dominado, \mathbf{z}^1 é ineficiente. Como os vetores \mathbf{z}^2 , \mathbf{z}^3 e \mathbf{z}^4 não são dominados pelos vetores critérios em nenhum ponto da região factível, \mathbf{z}^2 , \mathbf{z}^3 e \mathbf{z}^4 são eficientes.

Graficamente, pode-se encontrar os pontos eficientes de um problema multicritério através da análise do espaço de decisão. A área sombreada Z da Figura 4.7 apresenta o espaço de decisão, isto é, a região dos pontos factíveis da combinação de vários contratos de energia

elétrica formando diferentes carteiras. A função objetivo é definida por dois critérios: receita esperada e RAR.

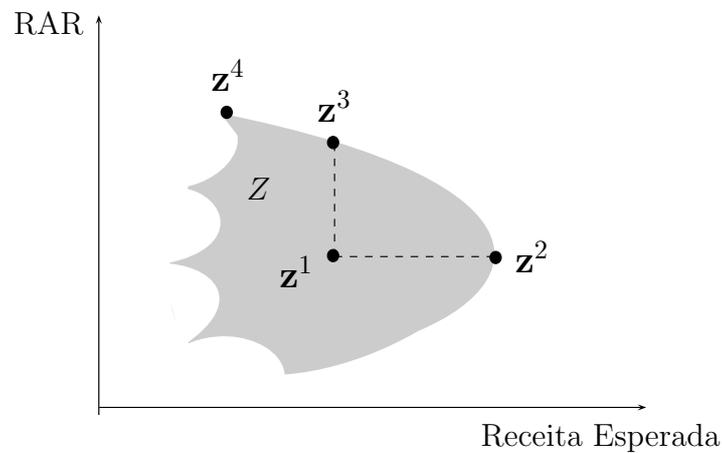


Figura 4.7: Soluções eficientes.

Na Figura 4.7, a solução z^1 é ineficiente pois existem carteiras melhores que a domina no sentido de ótimo de Pareto. Por exemplo, a solução z^2 possui o mesmo RAR e uma receita esperada melhor, enquanto a z^3 possui a mesma receita esperada, mas um RAR maior. Como não existe nenhum outro vetor critério z no espaço de decisão tal que $z \geq z^2$, isto é, $z_i \geq z_i^2$, para todo i , e $z \geq z^3$, isto é, $z_i \geq z_i^3$, para todo i , as soluções z^2 e z^3 não são dominadas e, por conseqüência, são eficientes. Da mesma forma, como não existe $z \geq z^4$, z^4 é uma solução não dominada, e, portanto, eficiente.

A curva delimitada por z^2 e z^4 na Figura 4.8 contém todos os pontos eficientes do espaço de decisão, isto é, as carteiras formadas pelas diversas combinações de contratos que estão sobre esta curva não são dominadas por outras possíveis configurações de carteiras. Esta curva, em análise de risco, é conhecida como Fronteira Eficiente e detalhes de sua construção podem ser obtidos na referência Elton e Gruber (1981).

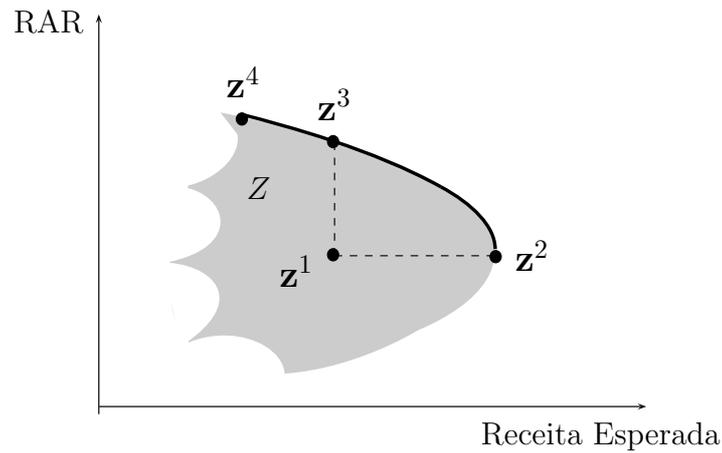


Figura 4.8: Fronteira eficiente.

Para encontrar o ponto ótimo dentre os plotados na Fronteira Eficiente é necessário conhecer a função utilidade do tomador de decisão. Esta função deriva da postura do agente em relação ao risco.

A teoria da utilidade tem como objetivo revelar como um agente se posiciona diante de carteiras que apresentam diferentes combinações de risco e retorno. A partir da comparação racional que promove entre as utilidades das alternativas de contratos disponíveis, o agente é capaz de construir uma escala de preferências, conceito essencial de sua decisão em condição de risco. Na escala de preferências, coexistem inúmeras possibilidades de carteira igualmente atraentes para o agente, apresentando idênticos graus de utilidade em relação ao risco e retorno esperado (Assaf Neto, 2001).

A escala de preferência do agente pode ser representada pela curva de indiferença. Qualquer combinação inserida sobre a curva de indiferença é igualmente desejável, pois deve proporcionar o mesmo nível de utilidade. Na essência, este é um enfoque comparativo que permite a visualização das preferências do agente diante do objetivo de maximizar sua satisfação (grau de utilidade) (Assaf Neto, 2001).

A quantidade de curvas de indiferença de um agente pode ser ilimitada. A Figura 4.9

ilustra a escala de preferências de um agente representada por 3 curvas de indiferença. A curva U_1 indica um maior grau de utilidade do agente. À medida que as curvas se aproximam do eixo horizontal, a utilidade do agente diminui. A intersecção da curva U_3 com a Fronteira Eficiente resultará no ponto \mathbf{z}^* do espaço de decisão. Este ponto maximiza a utilidade do agente em função das suas curvas de preferência e das soluções eficientes localizadas no espaço de decisão.

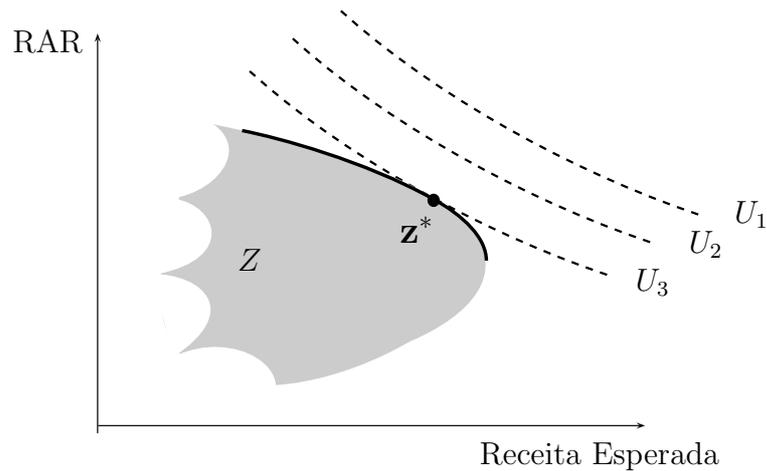


Figura 4.9: Função utilidade: curvas de indiferença.

Esta definição de eficiência, utilizada em pesquisa operacional no sentido de ótimo de Pareto, é a que será utilizada no decorrer deste trabalho. A carteira de contratos que maximiza a receita esperada, dado um nível de risco, será definida pela intersecção das soluções eficientes obtidas no modelo com as curvas de preferência do agente.

Capítulo 5

Modelo para contratação eficiente

Antes da apresentação do modelo para contratação de energia elétrica é necessário avaliar as características do mercado brasileiro. A maioria das características citadas abaixo são conseqüências da incapacidade de se armazenar energia elétrica e da configuração do modelo setorial para comercialização de energia elétrica.

- Trata-se de um novo mercado no Brasil e sujeito a mudanças para adequação à realidade do setor elétrico, portanto, ainda afetado com freqüência por intervenção política.
- Pelo fato de ser recente, existe uma carência de dados históricos de mercado e, por conseqüência, existe dificuldade de se utilizar ferramentas matemáticas para previsão de preços de contratos;
- Na formação do preço de um contrato, em qualquer dos ambientes de comercialização, existe a incerteza de variáveis exógenas como a demanda futura, afliências, volume dos reservatórios, disponibilidade das unidades de geração e custos de combustíveis.
- Além da incerteza quanto às variáveis citadas no item anterior, existe a incerteza quanto ao comportamento dos outros agentes de mercado. Agentes mais avessos ao risco tendem a aceitar uma menor remuneração nos seus contratos para conseguir mitigar o risco. De outra maneira, agentes propensos ao risco tendem a assumir riscos financeiros maiores na busca de melhores remunerações.

- Apesar do sistema brasileiro ser interligado, existem restrições de conexão que o divide em quatro submercados que podem assumir preços diferentes no mercado de curto prazo, dependendo do volume de água armazenada nos reservatórios e das hidrologias futuras.

5.1 Formação dos contratos

O Capítulo 2 apresentou os ambientes de comercialização para os agentes de mercado. O ACR é um ambiente de contratação inflexível, pois o prazo dos contratos é definido pelo governo, podendo variar de 5 a 15 anos no caso da contratação existente e entre 1 e 2 anos no caso da contratação de ajuste. Como já descrito no Capítulo 1, não é discutido neste trabalho a contratação de energia proveniente de novos empreendimentos que também faz parte do ACR, pois este problema está mais relacionado às alternativas de investimentos do que contratação de energia elétrica.

Ao contrário do ACR, o ACL é um ambiente que permite flexibilidade na formatação dos contratos. Nele um agente vendedor ou comprador pode formatar seus contratos de acordo com suas necessidades e depois levá-lo à licitação ou abrir diretamente uma negociação entre comprador e vendedor. Neste contrato, o agente pode definir volumes de energia, prazos, início de suprimento e depois só negociar preço com a contraparte. De outra maneira, facultava-lhe negociar flexibilidade no volume de energia, podendo variar, por exemplo, entre 90 % e 110 % da demanda contratada. Enfim, no ACL os agentes podem formatar contratos que se adequem da melhor forma à sua carteira.

Derivativos também podem ser utilizados no ACL. Por exemplo, um consumidor livre pode ter um contrato de opção de compra de um agente vendedor. O consumidor paga um prêmio e, se a sua demanda aumentar repentinamente, tem a opção de usufruir do acréscimo no suprimento ao preço pré-acordado no contrato de opção de compra. Outro tipo de derivativo utilizado são os contratos a termo. Neste caso, um agente comprador pode acordar

na data corrente o preço de um contrato para início de suprimento em alguma data futura.

Existe uma única restrição no ACL, esta diz respeito aos agentes estatais, os quais só podem comercializar sua energia através de licitações na modalidade de leilão. Entretanto, mesmo nestes casos, a flexibilidade também é alta, pois esses agentes podem formatar seus contratos à sua maneira para ofertar nos seus leilões, ou, ainda, participar de leilões de terceiros.

Todos agentes compradores, por lei, devem ter suas demandas 100 % contratadas através de contratos bilaterais. Como consequência, os contratos negociados no mercado de curto prazo (*spot*) apenas liquidam a diferença entre a quantidade contratada e a demandada entre os agentes. No entanto, o mercado brasileiro é exceção à regra nas negociações do mercado de curto prazo, pois na maioria dos países que passaram pelo processo de reestruturação no setor elétrico existem negociações neste mercado.

Observando o problema de contratação de forma reduzida, o agente vendedor tende a firmar contratos bilaterais de longo prazo para fazer *hedge* e quando a tendência do PLD para este período é de se manter em um nível baixo. Por outro lado, ele tende a conservar um lastro maior, ou seja, uma sobra contratual maior, caso sua percepção para o PLD esteja em um valor maior do que ele conseguiria negociar nos contratos bilaterais.

Os principais processos decisórios e os riscos envolvendo os agentes vendedores são:

- Definição do montante de energia elétrica que será contratado nos leilões do ACR;
- Definição do montante de energia elétrica que ficará disponível para a contratação no curto prazo ou em leilões de ajuste;
- Incertezas quanto a definição futura dos preços no ACR, ACL e PLD;
- Incertezas quanto ao mercado potencial do ACL;

- Incertezas quanto a variação do PLD;
- Para as hidrelétricas, incertezas sobre a energia gerada pelo MRE, pois pode ser menor que a energia assegurada.

Em relação a este último item, conforme descrito na Seção 2.3, sabe-se que o conjunto de usinas participantes do MRE pode gerar mais ou menos energia do que a soma das garantias física desses participantes. Como já mencionado, caso a geração das usinas do MRE no período seja menor do que a garantia física do MRE, o agente responsável por uma determinada usina, se estiver contratado, deve comprar a diferença entre a alocada da sua usina e a garantia física no mercado de curto prazo ao PLD para honrar seus contratos.

Para contratos de longo prazo, a garantia física constitui o máximo de energia que o agente pode comercializar. Assim, caso o agente deseje ser conservador, deixando uma folga prevendo um revés do MRE, basta informar um valor de garantia física menor que o real no modelo de otimização apresentado a seguir.

5.2 Apresentação do modelo

Um agente vendedor deseja maximizar seus rendimentos, medidos por meio da sua receita esperada calculada a valor presente, transacionando nos três ambientes de mercado contratos de compra e venda de energia elétrica. Ele deve definir quanto alocar do seu lastro de energia em cada um dos contratos disponibilizados no ACR e ACL, e negociar o restante no mercado de curto prazo ou leilão de ajuste. Seu objetivo é maximizar a receita obtida na venda destes contratos, alocando seu lastro eficientemente. A seguir o modelo é apresentado. Todos os preços estão valorados a valor presente.

Variáveis e constantes:

- i índice do ano;
- j índice dos contratos no ACR;
- k índice dos contratos no ACL;
- x_j quantidade de energia negociada no contrato j ;
- y_k quantidade de energia negociada no contrato k ;
- z_i quantidade de energia negociada no ano i no mercado de curto prazo;
- P_j preço do contrato j no ACR;
- L_k preço do contrato k no ACL;
- S_i preço médio estimado para para o mercado de curto prazo para cada ano i ;
- G garantia física do agente;
- Q_i lastro do agente para o ano i ;
- M_i mercado potencial para consumidores livres no ano i ;
- C_{ij} matriz binária que indica o prazo de cada contrato j ;
- D_{ik} matriz binária que indica o prazo de cada contrato k .

$$\max \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n x_j \cdot P_j \cdot C_{ij} + \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^p y_k \cdot L_k \cdot D_{ik} + \sum_{i=1}^m z_i \cdot S_i \quad (5.1)$$

$$\text{s.a } \sum_{j=1}^n x_j \cdot C_{ij} + \sum_{k=1}^p y_k \cdot D_{ik} + z_i \leq Q_i \quad i = 1, \dots, m \quad (5.2)$$

$$\sum_{k=1}^p y_k \leq M_i \quad i = 1, \dots, m \quad (5.3)$$

$$x_j; y_k; z_i \geq 0 \quad i = 1, \dots, m \quad j = 1, \dots, n \quad \text{e} \quad k = 1, \dots, p \quad (5.4)$$

A função objetivo 5.1 maximiza a alocação ótima de energia nos diversos contratos, dado o preço destes. A restrição 5.2 limita o somatório da quantidade de energia contratada em todos os ambientes ao lastro do vendedor em cada ano. A restrição 5.3 limita a quantidade a ser negociada no ACL ao tamanho do seu mercado consumidor. Finalmente, a restrição 5.4 implica que a quantidade de energia elétrica negociada seja zero ou positiva. Após o

processo de otimização, para calcular a receita precificada a valor presente, basta multiplicar o valor da função objetivo pelo número de horas do ano.

As matrizes binárias C_{ij} e D_{ik} têm como função indicar quais contratos existem para um determinado ano. Por exemplo, mais adiante será definido como ACR1 o contrato $j = 1$. Este contrato tem prazo de oito anos com início de suprimento no ano 1 e fim no ano 8. Se o prazo de análise for de $m = 12$ anos, o vetor binário correspondente ao contrato $j = 1$ será composto de números 1 para $i = 1, \dots, 8$ e de 0 para $i = 9, \dots, 12$.

As equações apresentadas trabalham com variáveis determinísticas. A componente de incerteza não foi inserida no modelo. Portanto, os preços de cada contrato em cada ano e em cada ambiente, assim como o mercado potencial do ACL, são considerados conhecidos pelo vendedor.

Para aplicar o modelo apresentado é necessário definir um horizonte de contratação. Como existem vários contratos de longo prazo negociados e o objetivo do trabalho é avaliar a estratégia de comercialização neste período, é indispensável que o horizonte de análise seja de longo prazo.

A aplicabilidade do modelo é mostrada através do desenvolvimento de três exemplos, denominados de casos. O Caso n° 1 é o caso base. Para ele foram realizadas duas simulações: uma determinística, de efeito teórico, e outra inserindo as variáveis de incerteza. No Caso n° 2 são inseridas algumas restrições a mais no modelo de otimização. O Caso n° 3 possui um parâmetro de correlação entre as variáveis aleatórias. Para os três casos os dados de entradas são os mesmos e estão descritos a seguir.

O vendedor possui uma energia assegurada de 2.000 MW médios. Parte desta energia está contratada e seus contratos findam, liberando-a para negociação, de acordo com a Tabela 5.1. O mercado do ACL é um mercado novo que se iniciou em meados do ano de 2004.

Portanto, muitos consumidores potencialmente livres ainda não optaram em operar neste ambiente. No entanto, é plausível afirmar, que à medida que estes consumidores obtiverem a percepção que o nível de risco das transações neste ambiente está diminuindo, e o ACL apresentar preços inferiores ao do ACR, a tendência é que este mercado aumente, caso contrário, não há incentivo para o consumidor livre migrar de ambiente de mercado. A Tabela 5.1 apresenta também o mercado potencial anual no ACL e o PLD esperado pelo agente vendedor. O PLD é apresentado com a média estimada para cada ano e atualizado para valor presente utilizando uma taxa de desconto de 8%. Este último valor é o utilizado como dado de entrada no modelo de otimização.

Tabela 5.1: Lastro do vendedor, mercado no ACL e PLD.

Ano	Lastro [MWmédio]	Mercado pot. ACL	PLD médio [R\$/MWh]	PLD em 2005 (T.D. 8%)
2005	500	200	22,00	22,00
2006	700	400	30,00	27,78
2007	1100	500	35,00	30,01
2008	1100	500	48,00	38,10
2009	1500	500	60,00	44,10
2010	1800	550	72,00	49,00
2011	2000	550	80,00	50,41
2012	2000	550	92,00	53,68
2013	2000	600	102,00	55,11
2014	2000	600	112,00	56,03
2015	2000	600	123,00	56,97
2016	2000	600	130,00	55,75

Alguns parâmetros da Tabela 5.1 são críticos, difíceis de estimar. Por exemplo, o tamanho do mercado do ACL nos próximos anos e a média anual do PLD. Sabe-se ainda que, caso, mesmo com probabilidade remota, ocorra da média do PLD ser exatamente os valores apontados nesta Tabela, a média em si deve ser analisada com cautela. Isto porque, pode-se ter um valor de PLD médio anual adequado para a carteira do vendedor. Porém o desvio-padrão deste valor pode ser bastante alto no ano, no caso extremo, com o PLD atingindo o seu valor máximo em alguns meses e o mínimo em outros.

No entanto, se existe a dificuldade em se estimar o PLD médio anual, dificuldade maior há em discretizar este valor mês a mês. Opções para tentar contornar este problema é fazer a análise de contratação no longo prazo proposta discretizada em semestres e não anual, como a dos exemplos apresentados nesta tese. Desta forma, poder-se-ia ter valores de PLD para o período seco e úmido. Todavia, como o objetivo destes casos exemplos não é analisar valores, mas apresentar um exemplo numérico da aplicabilidade do modelo proposto, optou-se por analisar a contratação de longo prazo em base anual.

O período que compreende a simulação é de 12 anos. O prazo dos contratos formatados pelo governo (ACR) e pelos agentes (ACL) é apresentado na Tabela 5.2. São ao todo 16 contratos, sendo 5 no ACR e 11 no ACL. Do lastro do agente, o que não for negociado nestes 16 contratos, o modelo considera que será negociado no mercado de curto prazo, ao valor do PLD. Como o modelo possui visão de longo prazo, não tem a percepção da contratação de curto prazo e, portanto, não consegue prever se nesse período é melhor o agente contratar no PLD, no leilão de ajuste ou bilateralmente no ACL em contratos de curto prazo. Essa situação é similar ao que acontece com modelos de expansão e os de operação do sistema elétrico. O modelo de expansão apresenta a tendência de longo prazo do sistema elétrico e o de operação ajusta essa tendência no curto prazo. Assim, apesar do modelo alocar a sobra de lastro no PLD, no curto prazo o agente pode ajustar esta sobra entre o PLD, o leilão de ajuste ou bilateralmente no ACL, da maneira como julgar mais conveniente.

Tabela 5.2: Prazo dos contratos.

Contrato	ACR1	ACR2	ACR3	ACR4	ACR5	ACL1	ACL2	ACL3
Início de suprimento	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2008	2011
Prazo do contrato	8	8	8	8	8	3	3	3
Fim de suprimento	2012	2013	2014	2015	2016	2007	2010	2013
Contrato	ACL4	ACL5	ACL6	ACL7	ACL8	ACL9	ACL10	ACL11
Início de suprimento	2014	2006	2009	2012	2005	2010	2005	2005
Prazo do contrato	3	3	3	3	5	5	10	12
Fim de suprimento	2016	2008	2011	2014	2009	2014	2014	2016

A Figura 5.1 apresenta os mesmos dados da Tabela 5.2 de modo gráfico para uma melhor visualização temporal do início, fim e prazo de duração dos contratos.

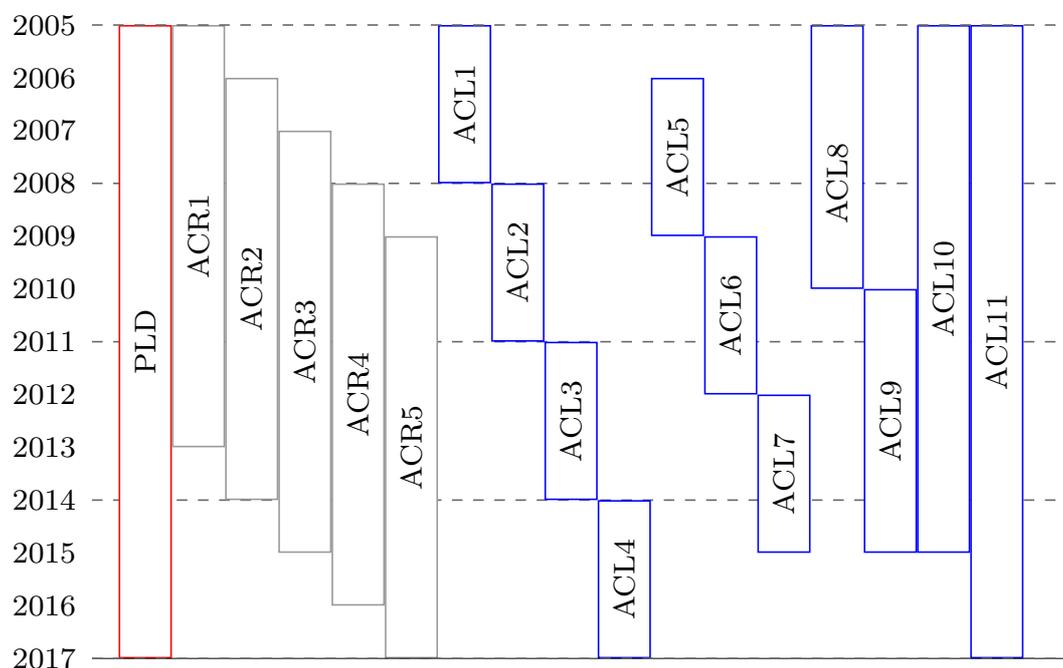


Figura 5.1: Distribuição temporal dos contratos.

5.3 Caso n° 1

O Caso n° 1 analisa o problema através de duas óticas: determinística e inserindo incerteza. A resolução do modelo de forma determinística é apenas um ensaio teórico para melhor explicar a Seção 5.3.2, que contém o modelo de incerteza, objeto principal de estudo deste trabalho. A resolução de forma determinística, portanto, não é aplicada na prática, pois as suposições efetuadas aqui não se confirmariam em um mercado real.

5.3.1 Cálculo determinístico

Para resolver o modelo deterministicamente é necessário que o agente vendedor tenha informação completa sobre tudo que vai acontecer no mercado nos próximos 12 anos. É como

se ele pudesse prever o preço de todos os contratos deste período, o mercado do ACL e o valor do PLD.

O mercado do ACL e o PLD foram definidos na Tabela 5.1. Os preços de cada contrato do ACR e ACL, constante da Tabela 5.2, são apresentados na Tabela 5.3. Todos os preços estão referenciados ao primeiro ano da simulação, isto é, valor presente.

Tabela 5.3: Modelo determinístico: valores dos contratos.

Contrato	ACR1	ACR2	ACR3	ACR4	ACR5	ACL1	ACL2	ACL3
Preço [R\$/MWh]	57,51	62,34	64,69	70,81	66,89	48,00	51,60	57,35
Contrato	ACL4	ACL5	ACL6	ACL7	ACL8	ACL9	ACL10	ACL11
Preço [R\$/MWh]	50,02	50,93	51,45	53,68	53,00	54,45	75,00	78,00

Assim, com os dados das Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 o modelo de otimização pode ser processado e uma alocação ótima de energia elétrica nos contratos ser alcançada.

Tabela 5.4: Modelo determinístico: alocação ótima de energia.

Contrato	MWmédio
ACR1	0
ACR2	0
ACR3	0
ACR4	700
ACR5	600
ACL1	0
ACL2	0
ACL3	350
ACL4	0
ACL5	200
ACL6	0
ACL7	0
ACL8	0
ACL9	0
ACL10	0
ACL11	200

Quando se utiliza o modelo determinístico, o problema de otimização se torna um pro-

blema clássico de alocação de bens. Neste caso, a otimização tende a alocar os bens nos contratos que oferecem o maior preço para maximizar a receita do vendedor. A Tabela 5.4 apresenta a alocação ótima de energia nos contratos após o processamento da otimização. O montante de energia não negociado nos contratos bilaterais é negociado no curto prazo, ao PLD inserido nos dados de entrada na Tabela 5.1, de acordo com a Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Modelo determinístico: energia alocada no mercado de curto prazo.

Ano	Mercado de curto prazo [MWmédio]
2005	300
2006	300
2007	700
2008	0
2009	0
2010	300
2011	150
2012	150
2013	150
2014	500
2015	500
2016	1.200

O valor da função objetivo é 1.193.489,50. Multiplicando-se este valor pelo número de horas do ano obtém-se a receita:

$$\text{Receita} = 1.193.489,50 \cdot 8760 = \text{R\$ } 10.454.968.022,37.$$

A receita de R\$ 10,4 bilhões é o máximo benefício financeiro que o agente vendedor pode obter, considerando os dados de entrada inseridos no modelo. Esta quantia já está posta em valor presente, uma vez que os preços dos contratos nos dados de entrada da otimização também estavam em valor presente.

O resultado do cálculo determinístico é teórico, pois assumiu-se que o agente conhecia os preços dos contratos. Na prática, não há como saber como os preços dos contratos de energia elétrica irão se comportar no decorrer dos anos em estudo. Entretanto, ainda que

não seja trivial, baseado na experiência da equipe técnica do agente, em modelos de previsão de preço, outras ferramentas e na sua própria intuição, o agente consegue ter uma idéia aproximada destes preços. Esta aproximação será mostrada na seção seguinte a qual será inserida no modelo a componente de incerteza.

5.3.2 Cálculo probabilístico

Na Seção 5.3.1 os dados de entrada foram assumidos como conhecido do agente. Porém, como em toda atividade comercial, no mercado de energia elétrica a certeza de dados não existe. Contudo, uma aproximação pode ser feita procurando prever o preço futuro do contrato de energia elétrica.

Por exemplo, o contrato denominado ACR1 foi valorado na Seção 5.3.1 em 57,51 R\$/MWh. Como em um mercado as negociações são realizadas de acordo com o cruzamento das curvas de oferta e demanda, o preço em que foi valorado o contrato pode não se confirmar no dia do leilão. No entanto, o agente tem a faculdade de estimar melhor este preço, variando-o em 10% para cima e para baixo do valor de face, ou seja, permite-se-lhe que este contrato possa assumir qualquer valor entre 51,76 e 63,26 R\$/MWh com igual probabilidade.

A curva da Figura 5.2 representa a função densidade de distribuição de probabilidade para o contrato ACR1. Ela é denominada de distribuição uniforme, pois a ocorrência de qualquer valor entre 51,76 e 63,26 R\$/MWh é equiprovável.

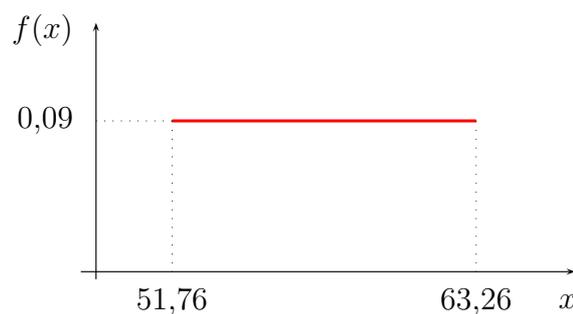


Figura 5.2: ACR1: distribuição de probabilidade uniforme.

O agente pode refinar a previsão feita na Figura 5.2. Pode assumir que 57,51 R\$/MWh é um valor esperado com maior probabilidade de ocorrer do que os valores 51,76 e 63,26 R\$/MWh e, a probabilidade do preço deste contrato estar próximo do valor esperado é muito maior do que a probabilidade destes valores estarem na extremidade da curva. Por conseguinte, é razoável que o agente assuma que sua função densidade de distribuição de probabilidade se aproxime de uma distribuição normal (Figura 5.3). Logo, pode definir, por exemplo, uma função densidade de distribuição normal com média de 57,51 R\$/MWh e um desvio-padrão de 1,00.

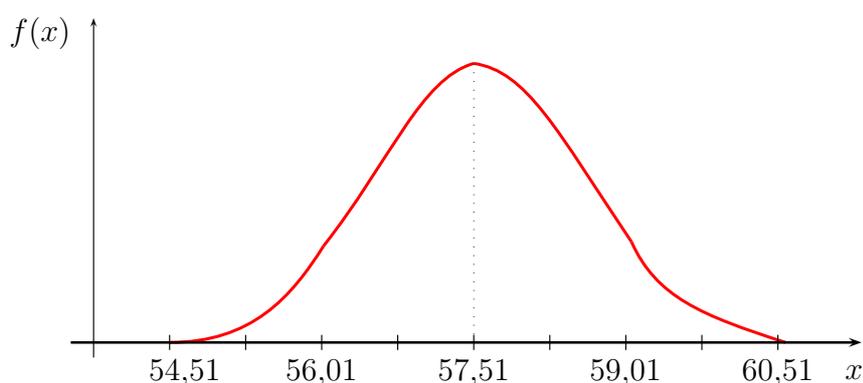


Figura 5.3: ACR1: distribuição de probabilidade normal.

Assim, de acordo com o que o agente necessita, ele pode modelar a sua incerteza de preço ou variação do índice de reajuste dos contratos através de uma curva densidade de probabilidade uniforme, normal, log-normal, gama, binomial, entre outras.

Da mesma forma que foi empregada no contrato ACR1, é razoável aceitar a aplicabilidade da distribuição normal para os outros contratos. Desta forma, assim como o realizado para o contrato ACR1, o valor de cada contrato do modelo determinístico será considerado no modelo probabilístico como valor esperado e a incerteza será inserida como o desvio-padrão.

A incerteza do valor de um contrato aumenta quanto mais distante é o início de suprimento de energia elétrica. Logo, contratos com início de suprimento para daqui a três

ou mais anos possuem maior incerteza quanto a preço do que contratos cujo início se dará dentro de alguns meses. A Tabela 5.6 tenta representar a afirmativa anterior atribuindo os valores esperados e os desvios-padrão para cada contrato.

Tabela 5.6: Caso 1: valor esperado dos contratos.

Contrato	ACR1	ACR2	ACR3	ACR4	ACR5	ACL1	ACL2	ACL3
Preço esperado	57,51	62,34	64,69	70,81	66,89	48,00	51,60	57,35
Desvio-padrão	1,00	1,30	1,50	1,70	2,00	1,00	1,80	2,50
Início de suprimento	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2008	2011
Prazo do contrato	8	8	8	8	8	3	3	3
Fim de suprimento	2012	2013	2014	2015	2016	2007	2010	2013

Contrato	ACL4	ACL5	ACL6	ACL7	ACL8	ACL9	ACL10	ACL11
Preço esperado	50,02	50,93	51,45	53,68	53,00	54,45	75,00	78,00
Desvio-padrão	3,00	1,40	2,00	2,70	1,10	3,00	1,40	1,70
Início de suprimento	2014	2006	2009	2012	2005	2010	2005	2005
Prazo do contrato	3	3	3	3	5	5	10	12
Fim de suprimento	2016	2008	2011	2014	2009	2014	2014	2016

Para o cálculo do caso determinístico da Seção 5.3.1 bastava resolver o modelo de otimização. No entanto, para o cálculo empregando a componente de incerteza, antes do início de cada otimização, é necessário realizar uma simulação de Monte Carlo utilizando os dados definidos na Tabela 5.6. Para o preço de todos os contratos, números aleatórios são sorteados de acordo com os parâmetros da função distribuição de probabilidade atribuídos a eles. Após o processo de otimização, é encontrado um subconjunto de carteiras factíveis formadas por combinações de vários contratos com diferentes quantidades de energia associadas a eles. Estas carteiras são consideradas como candidatas a eficientes (Figura 5.4).

As carteiras candidatas a eficientes são um subconjunto das carteiras factíveis, porque, *a priori*, qualquer carteira é factível, desde que atenda às restrições do modelo de otimização. Por exemplo, a carteira que não aloca nenhum MW médio em contratos do ACR e ACL é uma solução factível, no entanto ela não resultará numa maior receita esperada do que outras carteiras resultantes da Etapa 1.

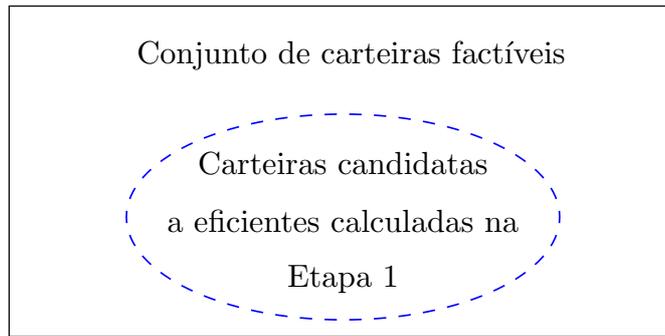


Figura 5.4: Etapa 1: Carteiras candidatas a eficientes.

Na Etapa 2, o modelo realiza simulações de Monte Carlo para cada uma das carteiras candidatas a eficientes. Os resultados das simulações são o valor esperado da receita e o risco, dado um nível de confiança, para cada uma destas carteiras. O agente, então, pode escolher a carteira mais eficiente, a qual oferece a maior receita a uma maior RAR associada, ou àquela que mais se aproxima da sua curva de utilidade. A Figura 5.5 apresenta a Etapa 2 e a Figura 5.6 resume o funcionamento do modelo como um todo.

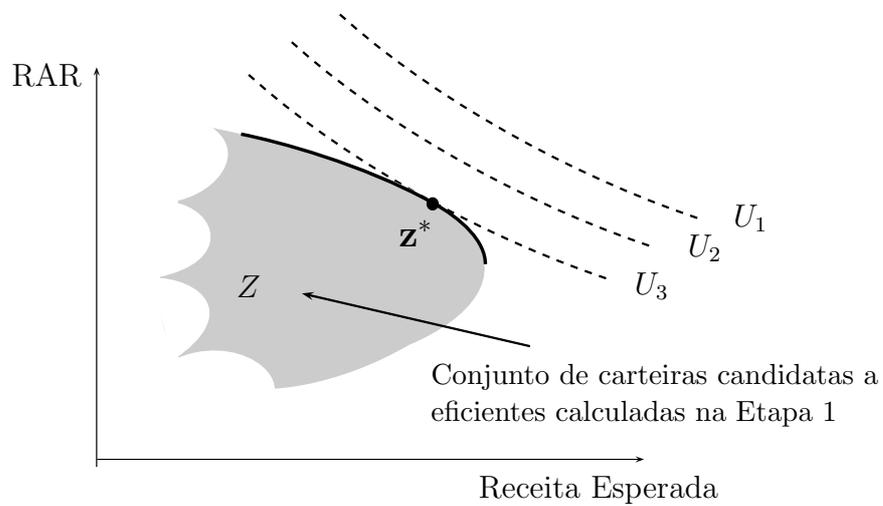


Figura 5.5: Etapa 2: Receita esperada e risco.

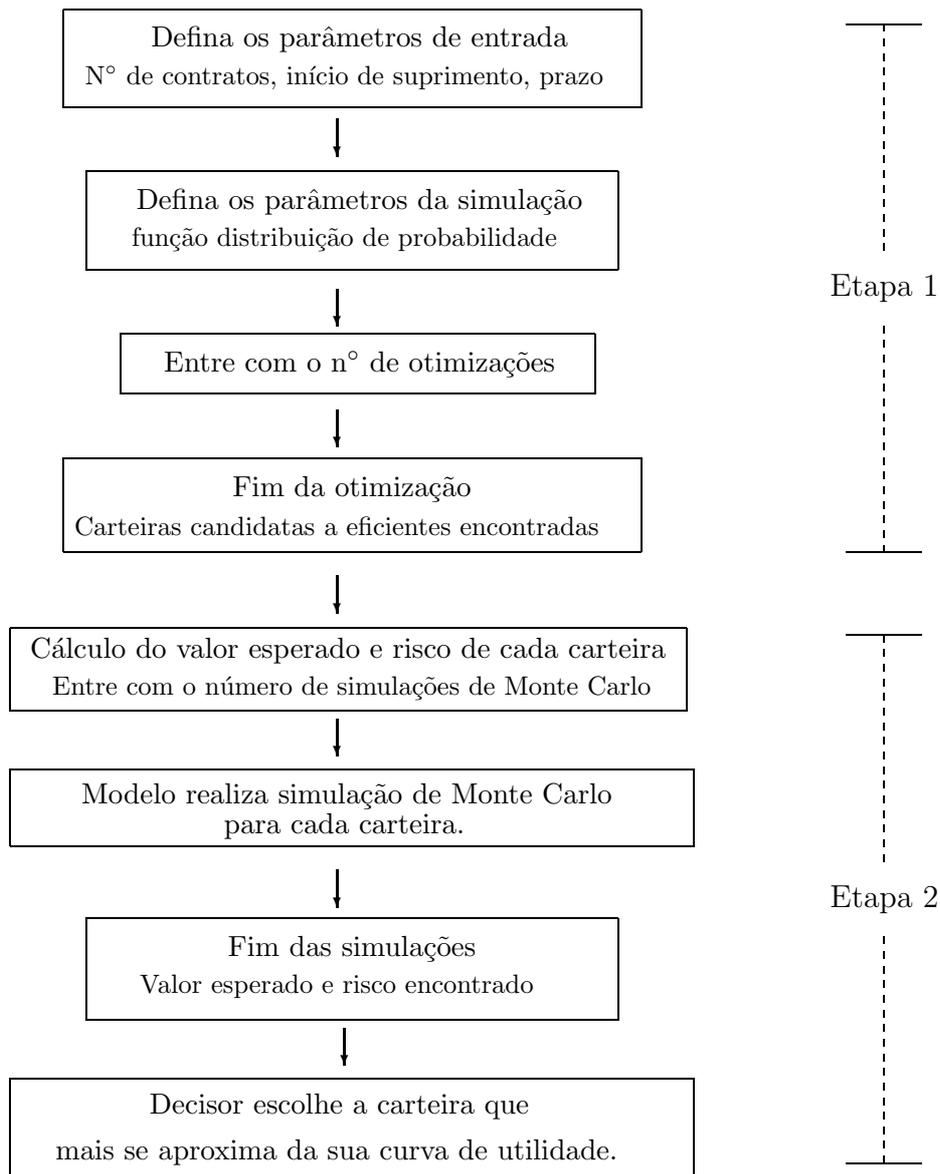


Figura 5.6: Síntese do processo de cálculo do modelo.

Para que o modelo de decisão possa começar o processo de cálculo das carteiras eficientes, o decisor deve definir quantas otimizações ele irá efetuar. Em cada otimização o resultado da carteira pode variar dependendo do valor de entrada sorteado na simulação de Monte Carlo. Para todos os casos exemplos deste trabalho, o número de otimizações é definido em 1.000.

Para exemplificar, a Figura 5.7 apresenta os números aleatórios sorteados para o preço do contrato ACR1. Constata-se que para cada otimização o contrato ACR1 assume um valor de entrada diferente, de acordo com os parâmetros definidos para sua curva de probabilidade normal, ou seja, média 57,51 e desvio-padrão de 1,00.

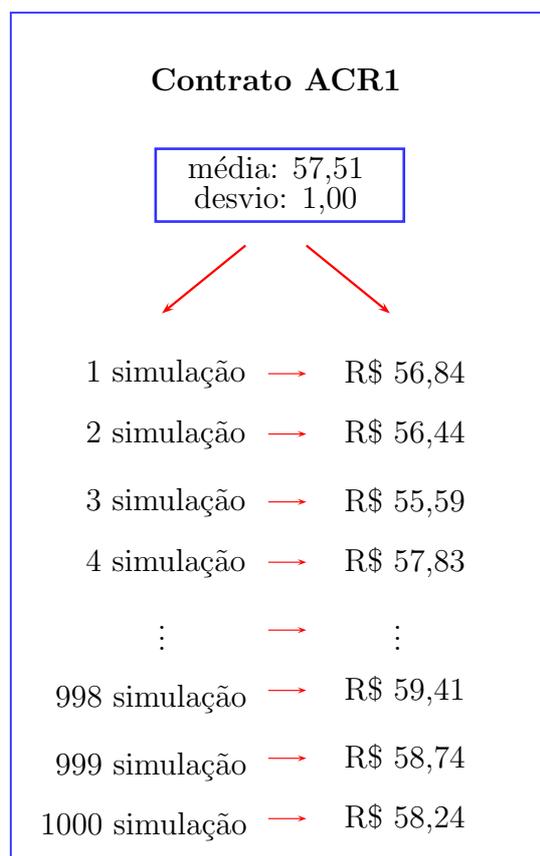


Figura 5.7: Simulação numérica do contrato ACR1.

A Figura 5.8 apresenta graficamente os quatro primeiros e os três últimos valores, entre os mil utilizados em todas as otimizações, para ilustrar como se comportam os dados de entrada do modelo conforme a função de distribuição definida, neste caso, a normal. De acordo com o Teorema do Limite Central, após os 1.000 sorteios de números aleatórios para as 1.000 otimizações, é de se esperar que agrupando os números sorteados em um gráfico,

este se aproxime de uma distribuição normal. De fato, esta afirmação foi comprovada no resultado do modelo.

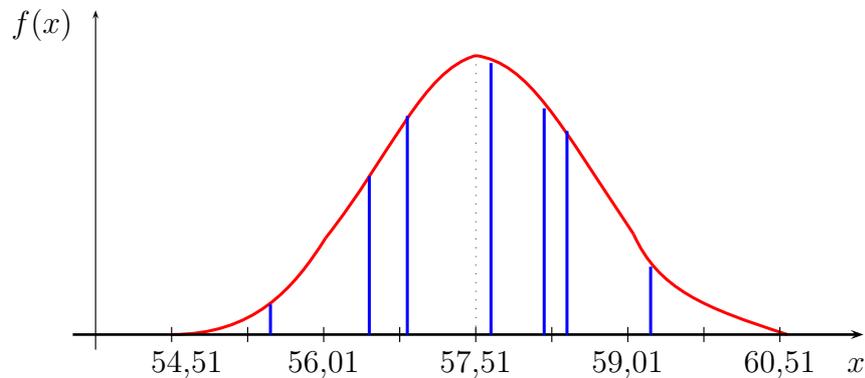


Figura 5.8: Simulação gráfica do contrato ACR1.

O Teorema do Limite Central assegura que desde que as variáveis sejam independentes, quanto maior o tamanho da amostra, menor é a diferença entre o valor real e o amostral do parâmetro analisado. Além disso, independente da função distribuição da variável aleatória, a distribuição das médias amostrais, para vários ensaios, tende para a uma distribuição normal.

Após as 1.000 otimizações da Etapa 1, foram obtidas 55 carteiras candidatas a eficientes, isto é, qualquer outra combinação de contratos para formação de uma carteira diferente destas 55, não se consegue um resultado igual ou melhor do que o obtido nelas.

Com os resultados das carteiras candidatas a eficientes, a Etapa 2 do modelo calcula o valor esperado e o risco de cada uma delas, seguindo o conceito de *Receita ao Risco*, para um nível de confiança de 90%, 95% e 99%. Para este cálculo, também é utilizada a simulação de Monte Carlo.

Logo, o usuário deve definir o número de simulações de Monte Carlo que deseja realizar para cada carteira. Para o Caso n° 1, e também para os outros que serão apresentados,

são utilizadas 1.000 simulações. O resultado das simulações, por ser muito extenso, está apresentado no Apêndice A.

Porém, é interessante analisar alguns destes resultados. Por exemplo, apenas 5 carteiras concentram 67,2% do total dos resultados, ou seja, das 1.000 otimizações existe a probabilidade de 0,672 da solução do modelo na Etapa 1 resultar em uma destas 5 carteiras, que são as Carteiras 6, 11, 14, 20, e 39. Destas, a 14 é a que possui maior probabilidade de ocorrer com 23,7%, seguida da 6, 20, 11 e 39 com, respectivamente, 19,0%, 10,9%, 7,3% e 6,3%.

Algumas carteiras possuem probabilidade muito baixa de ocorrer, dado as premissas realizadas para o Caso nº 1. Do total das 52 carteiras encontradas pelo modelo, 39 possuem uma probabilidade menor a 1,0% e 20 carteiras possuem uma probabilidade menor ou igual a 0,2% de serem a solução do problema.

Portanto, mesmo que uma carteira possua uma receita esperada maior do que a outra, deve-se também analisar a probabilidade dela vir a se realizar. Desta maneira, o usuário pode eliminar aquelas carteiras que podem ser eficientes, mas com baixa probabilidade de se realizar.

Outra variável a ser analisada é a receita esperada e a *Receita ao Risco* (RAR). A maior receita esperada para as carteiras candidatas a eficientes é encontrada na Carteira 14, 10,45 bilhões de reais, e a menor na Carteira 8, 10,22 bilhões de reais. A diferença entre a maior e a menor receita esperada é de aproximadamente 2,27%, o que representa pouco em valores percentuais, mas em valores absolutos chega a 237,0 milhões de reais. Esta diferença será maior ou menor dependendo das premissas inseridas no modelo.

Além da Carteira 14 possuir a maior receita esperada, a sua RAR a um nível de 95% é de 10,25 bilhões de reais, ou seja, existe a probabilidade de 5% da receita desta carteira ser menor que este valor. Esta é a maior RAR, entre as 55 carteiras, para este nível de confiança.

As carteiras que possuem maior RAR para os níveis de 90%, 95% e 99% são as Carteiras 14, 14 e 39, respectivamente. Dentre todas as carteiras, a 36 possui a menor RAR para os níveis e 90% e 99% e a 24 para o nível de 95% de confiança.

Portanto, a Carteira 14, além de ter uma alta probabilidade de ocorrer (23,7%), possui também a maior receita esperada (10,45 bilhões) e os maiores valores de RAR aos níveis de 90% e 95%, destacando-se das demais pelos melhores resultados analisando as variáveis consideradas. Já a Carteira 8 possui uma baixa probabilidade de ocorrer (0,1%), a menor receita esperada (10,22 bilhões de reais) e a segunda menor RAR, entre todas as carteiras calculadas na Etapa 1, para os três níveis de confiança considerados. Logo, ela também se destaca das demais, mas pelo seu lado negativo. A Tabela 5.7 apresenta alguns resultados do Caso n° 1 considerando os maiores e os menores valores de receita esperada. Os resultados completos são apresentados no Apêndice A.1.

Tabela 5.7: Resultados do Caso n° 1.

Carteira	Receita esperada (10 ⁹ R\$)	RAR 99%: (10 ⁹ R\$)	RAR 95%: (10 ⁹ R\$)	RAR 90%: (10 ⁹ R\$)	Resultados (%)
14	10,45	10,14	10,25	10,29	23,70%
20	10,44	10,13	10,23	10,27	10,90%
19	10,43	10,13	10,22	10,27	1,10%
12	10,43	10,14	10,21	10,27	0,90%
6	10,43	10,13	10,21	10,26	19,00%
4	10,43	10,10	10,21	10,26	0,80%
1	10,43	10,14	10,20	10,26	0,10%
11	10,43	10,14	10,21	10,25	7,30%
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
7	10,28	10,01	10,08	10,13	0,10%
31	10,28	10,06	10,11	10,15	0,10%
54	10,28	9,99	10,09	10,13	0,10%
9	10,26	9,97	10,08	10,12	0,60%
15	10,26	9,97	10,06	10,10	0,80%
24	10,26	10,01	10,10	10,14	0,10%
36	10,24	9,87	9,98	10,03	0,10%
8	10,22	9,92	10,03	10,07	0,10%

A Figura 5.13 apresenta o espaço de decisão do Caso n° 1. Nesta figura estão plotadas todas as carteiras candidatas a eficientes, calculadas na Etapa 1 do modelo de incerteza, e o valor esperado da receita e a RAR dado um nível de confiança de 95%, calculado na Etapa 2. Como pode ser observado, a solução formada pela Carteiras 14 não é dominada, isto é, em qualquer outra combinação de contratos que forma outras carteiras não se consegue obter resultado melhor do que o obtido nesta.

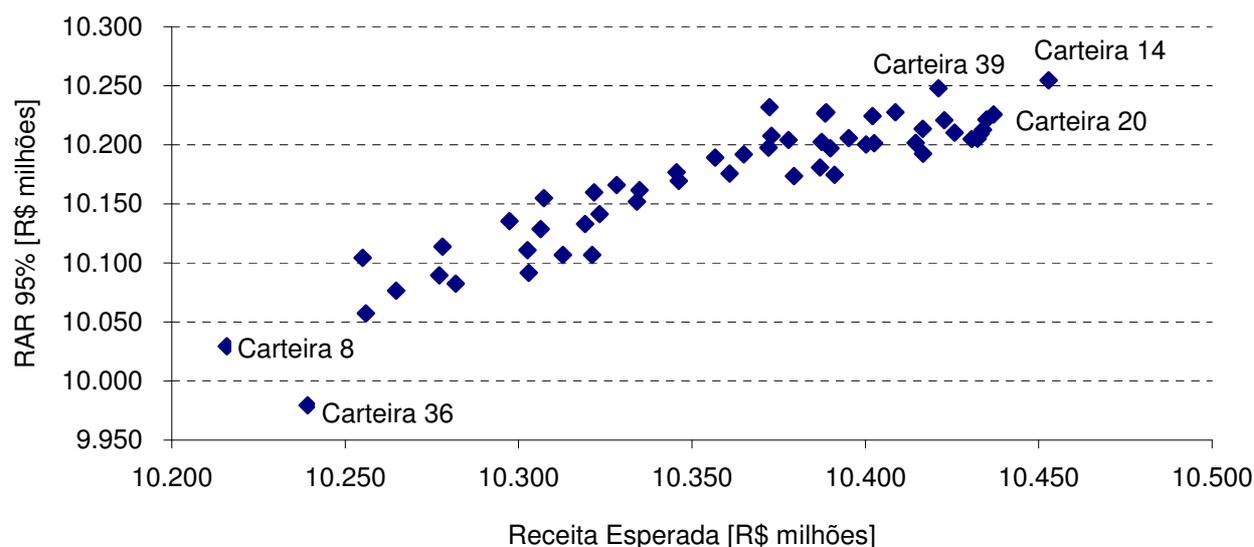


Figura 5.9: Caso 1: Espaço de decisão.

A Figura 5.10 apresenta os resultados simulados para a Carteira 14 na Etapa 2. Estes resultados formam a curva de densidade de probabilidade da Carteira 14.

Outra informação importante, que pode ser extraída do resultado do modelo e que irá compor o portfólio de informações do usuário para decidir a sua carteira desejada entre estas 55, são os contratos que compõem cada carteira. Exemplo: o contrato definido como ACR5, com início de suprimento em 2009 e prazo de 8 anos, e o contrato ACL11, com início de suprimento em 2005 e prazo de 12 anos, tiveram energia alocada para todas as 55 carteiras. Para o ACR5, em 29 carteiras foram alocados 600 MWmédios, em 25 alocados 400 MWmédios e em apenas 1 foi alocado 1.000 MWmédios. Para o ACL11 foi sempre alocado

o montante de 200 MW médios para todas as carteiras.

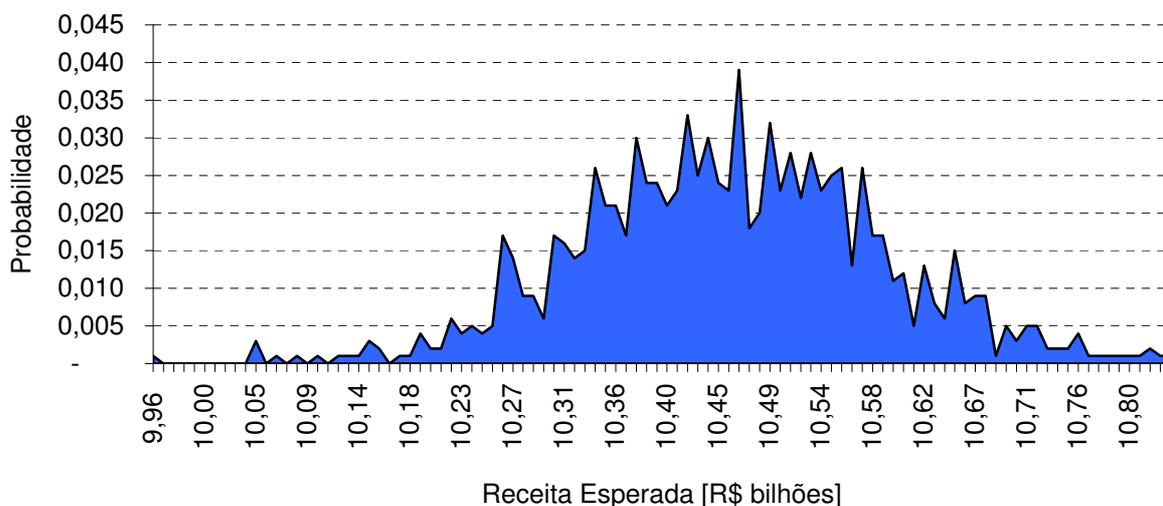


Figura 5.10: Função probabilidade da Carteira 14.

Cinco contratos não tiveram energia alocada pelo modelo em nenhuma das 55 carteiras. São eles: ACL1, ACL2, ACL6, ACL8 e ACL10. Portanto, independentemente da carteira escolhida pelo usuário, é interessante a decisão de firmar contratos no ACR5 e no ACL11 e, é inconsistente a decisão do usuário em negociar contratos no ACL1, ACL2, ACL6, ACL8 e ACL10. Todos estes resultados são função das premissas utilizadas.

Os nomes dos contratos iniciados por ACR são projeções dos contratos negociados no ambiente regulado e, por conseguinte, o usuário não tem a opção de formatá-lo a seu gosto, pois eles são definidos pelo MME. Entretanto, os contratos cujos nomes contêm a sigla ACL são negociados no ambiente de contratação livre, logo o usuário pode formatá-los da maneira que achar mais conveniente. Assim, caso deseje, o usuário poderia substituir os 5 contratos que não tiveram energia alocada por outros e realizar mais simulações.

De posse das 55 carteiras resultantes do modelo, da receita esperada de cada uma delas, da RAR ao nível de 90%, 95% e 99%, da probabilidade de cada uma destas carteiras ocorrer e

da quantidade de energia alocada em cada carteira, o usuário possui um leque bastante amplo de informações que pode subsidiar na decisão de contratação e melhorar sua performance financeira.

5.4 Caso n° 2

Uma segunda simulação, denominada Caso n° 2, foi efetuada inserindo algumas restrições adicionais no modelo de otimização. Quando restrições são introduzidas em modelos de otimização a tendência é, no caso de maximização dos resultados, que a solução da função objetivo tenha um valor menor. Isto é verdadeiro na medida que as restrições inseridas fiquem ativas no modelo. Além disso, o número de carteiras encontradas irá diminuir. Se as restrições inseridas não forem ativas, o valor da função objetivo não muda, assim como o número de carteiras encontradas.

Um cuidado que se deve tomar quando se introduz restrições no modelo é o de não torná-lo infactível. Por exemplo, suponha que para o ano i o vendedor possua 2000 MW médios de lastro. Este vendedor pode inserir uma restrição para que em um contrato j , no ano i , pelo menos 5,0% do seu lastro deva ir para esse contrato, ou seja, 100 MW médios. Suponha que o prazo do contrato seja de cinco anos, isto é, varia do ano i ao $i + 4$. Agora, suponha que no ano $i + 3$ o lastro do vendedor seja de apenas 80 MW médios. Desta maneira, o problema se torna infactível, pois a restrição inserida não poderá ser atendida. Deste modo, o vendedor deverá relaxar a restrição para que o problema possa ter solução factível.

As novas restrições incorporadas no modelo para o processamento do Caso n° 2 estão descritas a seguir:

$$x_1 \geq 0,05 \cdot G; \quad (5.5)$$

$$x_2 \geq 0,05 \cdot G; \quad (5.6)$$

$$x_3 \geq 0,05 \cdot G; \quad (5.7)$$

$$x_4 \geq 0,05 \cdot G; \quad (5.8)$$

$$x_5 \geq 0,05 \cdot G; \quad (5.9)$$

$$z_i \leq 0,20 \cdot G; \quad i = 1, \dots, 6; \quad (5.10)$$

$$z_i \leq 0,25 \cdot G; \quad i = 7, \dots, 12. \quad (5.11)$$

As restrições de 5.5 até 5.9 impõem que no mínimo 5% do lastro do agente seja negociado em cada contrato do ACR. Este tipo de restrição pode ser inserida por agentes de grande porte, *price-maker*, que detêm poder para influenciar nos preços de mercado.

Com o objetivo de não deixar o agente muito descontratado em um determinado ano, a restrição 5.10 limita a quantidade negociada no PLD em cada ano a no máximo 20% da garantia física nos seis primeiros anos de análise. A restrição 5.11 relaxa a restrição anterior a 25% da garantia física do agente nos seis últimos da simulação.

Da mesma forma do que foi realizado no Caso n° 1 e seguindo o fluxograma da Figura 5.6, foram realizadas 1.000 otimizações precedidas de simulações de Monte Carlo antes de cada uma delas, para encontrar as carteiras candidatas a eficientes na Etapa 1 e, 1.000 simulações de Monte Carlo para cada uma destas carteiras para calcular a receita esperada e RAR nos níveis de confiança de 90%, 95% e 99% na Etapa 2. Por ter uma grande quantidade de dados, os resultados do modelo estão expostos no Apêndice A.2.

Para o Caso n° 2, o modelo encontrou apenas 10 carteiras candidatas a eficientes, ou seja,

80% a menos do que no Caso n° 1. Isto se deve às restrições inseridas no modelo. Quanto mais restrições ativas são inseridas, a tendência é que o número de carteiras diminua, bem como a receita esperada de cada uma delas.

Das 10 carteiras, duas delas concentraram 90% dos resultados. As carteiras cujos resultados foram verificados mais vezes foram a 1, 581 vezes e a 2, 326 vezes de 1.000 otimizações. Seis carteiras candidatas a eficientes foram resultados no máximo em oito otimizações.

A maior receita esperada é de 10,20 bilhões de reais, obtida na Carteira 5. Este valor corresponde a 97,5% da maior receita esperada encontrada no Caso n° 1. A menor receita esperada é de 10,13 bilhões de reais, obtida na Carteira 10. A média da receitas esperadas de todas as carteiras candidatas a eficientes no Caso n° 1 foi de 10,36 bilhões de reais e no Caso n° 2 foi de 10,17 bilhões de reais.

As maiores RAR, com confiança de 90%, 95% e 99%, são conseguidas na Carteiras 8. A Carteira 2 possui as menores RAR aos níveis de 90% e 95% e 99% de confiança. A Carteira 5 possui a maior receita esperada e a segunda maior RAR para o nível de 90% e a terceira maior RAR para os níveis de 95% e 99%. Entretanto, esta carteira ocorreu apenas 28 vezes de 1.000 otimizações efetuadas, isto é, a probabilidade dela vir a se realizar, dadas as premissas efetuadas neste caso, é relativamente baixa.

As restrições 5.10 e 5.11 limitaram a quantidade de energia elétrica a ser negociada no curto prazo. Desta forma, o cálculo da receita esperada e RAR também foram limitados por estas restrições. Pode ocorrer, no entanto, da resposta ótima do modelo ser não alocar energia elétrica em contrato nenhum, inclusive no curto prazo, devido as restrições mencionadas. Isto ocorre principalmente em anos que têm poucos contratos disponíveis para alocação, no caso dos exemplos apresentados nesta tese, o último ano de análise só é contemplado por três contratos, ACR5, ACL4 e ACL11 (vide Figura 5.1). Porém, sabe-se que esta energia não vinculada a contratos, na prática, pode ser negociada no curto prazo. Entretanto, como o

modelo de otimização restringiu a alocação no curto prazo, os resultados de receita esperada e RAR foram calculados considerando essa restrição.

A Tabela 5.8 apresenta alguns resultados do Caso n° 2. Os resultados completos são apresentados no Apêndice A.2.

Tabela 5.8: Resultados do Caso n° 2.

Carteira	Receita esperada (10 ⁹ R\$)	RAR 99%: (10 ⁹ R\$)	RAR 95%: (10 ⁹ R\$)	RAR 90%: (10 ⁹ R\$)	Resultados (%)
5	10,20	9,90	9,99	10,04	2,80%
3	10,19	9,90	9,97	10,03	0,80%
7	10,19	9,89	9,99	10,03	0,80%
1	10,18	9,84	9,94	10,00	58,10%
8	10,18	9,93	10,01	10,04	0,20%
6	10,18	9,92	10,00	10,04	2,90%
2	10,17	9,89	9,98	10,03	32,60%
9	10,16	9,81	9,93	9,98	0,60%
4	10,15	9,90	9,97	10,00	0,80%
10	10,13	9,86	9,94	9,99	0,40%

A Figura 5.13 apresenta o espaço de decisão do Caso n° 2. Nesta figura estão representadas todas as carteiras candidatas a eficientes, calculadas na Etapa 1 do modelo e o valor esperado da receita e a RAR dado um nível de confiança de 95%, calculado na Etapa 2. Ao interpretar esta figura é importante levar em conta que, apesar da Carteira 5 e 8 serem eficientes por possuírem uma receita esperada e uma RAR maior, respectivamente, elas foram resultado do modelo na Etapa 1 em 2,8% e 0,2% das otimizações.

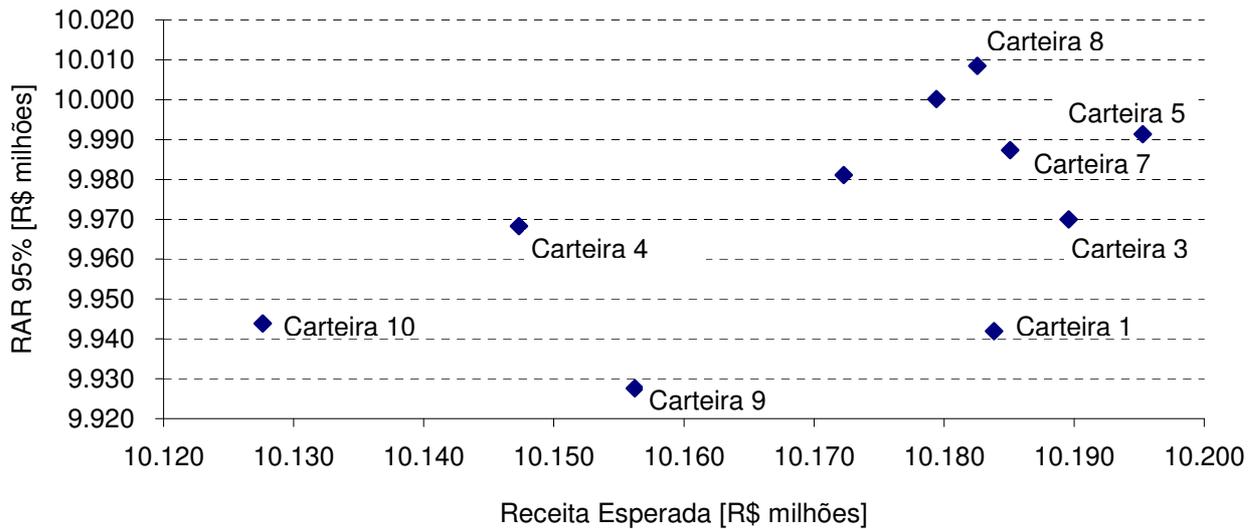


Figura 5.11: Caso 2: Espaço de decisão.

Em relação aos contratos que compõem as 10 carteiras solução da Etapa 1, é possível observar que o contrato ACR5 teve energia alocada em todas as 6 carteiras acima do limite de 5% imposto na restrição 5.9, ou seja, no Caso n° 2 esta restrição não ficou ativa. No entanto, para as outras quatro restrições de 5% de contratação imposta para os contratos do ACR, esta restrição ficou ativa em pelo menos um contrato.

Excluindo os contratos do ACR, que tinham obrigatoriedade de alocação de ao menos 5% do lastro em cada carteira, apenas os contratos ACL3, ACL4, ACL5 e ACL11 tiveram energia alocada para todas as carteiras. Os contratos ACL1, ACL2, ACL6, ACL7, ACL8 e ACL10 não tiveram energia alocada em nenhuma das 10 carteiras. Por fim, o contrato ACL9 teve energia alocada apenas nas Carteiras 9 e 10. Todos os contratos do ACR tiveram energia alocada acima da restrição de 5% da garantia física em pelo menos uma carteira.

Uma última análise deste caso pode ser realizada observando os resultados do mercado de curto prazo. As restrições 5.10 e 5.11 limitaram em 20% nos seis primeiros anos e 25% nos seis últimos, a exposição do agente em cada ano ao PLD. Assim, enquanto no Caso n° 1 existiram carteiras que alocaram até 1.400 MW médios no mercado de curto prazo, no Caso

n° 2 este valor ficou limitado a 500 MW médios.

Concluindo, a inserção de restrições no Caso n° 2 limitou o número de carteiras que podem ser solução do problema a no máximo 10. Além disso, os resultados para a receita esperada e RAR de cada carteira, em média, foram menores do que os encontrados no Caso n° 1.

5.5 Caso n° 3

O Caso n° 3 é uma repetição do Caso n° 1, porém inserindo um parâmetro de correlação entre as variáveis aleatórias. Nos dois casos anteriores, cada variável aleatória de entrada foi assumida, por definição, como independente uma da outra. No entanto, em muitas situações é necessário definir explicitamente no modelo dependências entre variáveis. O Caso n° 3 é exemplo que utiliza variáveis dependentes.

O conceito de correlação visa explicar o grau de relacionamento verificado no comportamento de duas ou mais variáveis. Indica a maneira como várias variáveis se movem em conjunto. Para duas variáveis, A e B , a correlação, medida pelo coeficiente de correlação, é dada pela seguinte equação:

$$\rho_{a,b} = \frac{cov(A, B)}{\sigma_a \sigma_b} \quad (5.12)$$

O numerador da equação 5.12 é chamado de covariância e mede a média dos produtos dos desvios de cada observação e sua respectiva média. O denominador representa os desvio-padrão de cada variável. A covariância pode ser calculada pela equação 5.13

$$cov(A, B) = \frac{\sum_{l=1}^N (a_l - \mu_a)(b_l - \mu_b)}{N} \quad (5.13)$$

onde:

$\rho_{a,b}$	coeficiente de correlação entre as variáveis a e b ;
$cov(A, B)$	covariância entre A e B ;
σ_a e σ_b	desvio-padrão da variável a e b ;
a_l e b_l	valor observado da variável a e b ;
μ_a e μ_b	média das observações da variável a e b ;
N	número de observações.

O coeficiente de correlação pode variar entre os valores de -1 e +1. Uma correlação de 0 (zero) indica que as duas variáveis não possuem relação linear entre si. Assim, se o valor de uma destas variáveis se modifica, não se pode prever com razoabilidade o valor que a outra variável irá assumir. Um coeficiente de correlação +1 indica uma relação positiva perfeita, ou seja, se o valor de uma variável aumenta, a outra também irá aumentar, pois todos os valores se movem de maneira igual. Portanto, incrementos ou reduções em A ocasionam reflexos diretos e de mesma intensidade em B . Um coeficiente -1 mostra uma relação negativa perfeita, desse modo, se uma variável aumenta, a outra diminui na mesma intensidade. Em economia, por exemplo, uma perfeita elasticidade-preço de um produto tem coeficiente de correlação entre preços e vendas de -1, isto é, quando o preço aumenta as vendas diminuem e vice versa.

Quando se utiliza a dependência entre variáveis aleatórias, o usuário deve tomar cuidado para que uma correlação estabelecida entre duas variáveis não entre em conflito com outras correlações já definidas. Isso pode acontecer especialmente quando o modelo é muito grande e muitas correlações são estabelecidas.

A Figura 5.12 mostra o valor do coeficiente de correlação entre duas variáveis para diferentes associações de valores (Assaf Neto, 2003). Nesta figura, a linha sólida indica valores com correlação definidos no modelo e os pontos representam valores que podem ocorrer durante a simulação de Monte Carlo.

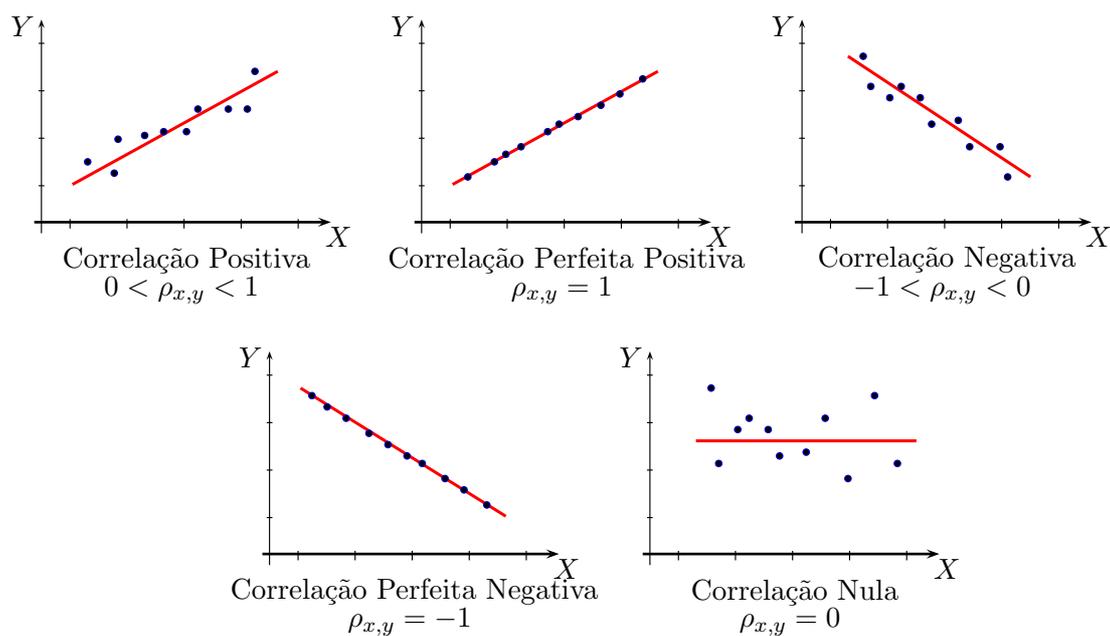


Figura 5.12: Coeficiente de correlação.

No Caso n° 3 foram estabelecidas correlações entre as variáveis de preço dos contratos. Apesar do critério destas correlações ter sido instituído de modo subjetivo, elas não foram estabelecidas arbitrariamente. Buscou-se uma correlação temporal e de ambiente de mercado, ou seja, para contratos com início de suprimento no mesmo ano foi adotado um coeficiente de correlação positivo e, para contratos no mesmo ambiente de mercado, ACR ou ACL, com início de suprimento no mesmo ano ou no ano seguinte, também foi adotado um coeficiente de correlação positivo. Para os demais casos, foi fixado um valor de zero para o coeficiente de correlação. A Tabela 5.9 mostra os coeficientes de correlações atribuídos para a variável preço de cada contrato.

Tabela 5.9: Matriz de correlação dos contratos.

	ACR					ACL										
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1,0	0,4	0,2										0,2		0,2	0,1
2	0,4	1,0	0,4	0,2												
3	0,2	0,4	1,0	0,4												
4		0,2	0,4	1,0												
5					1,0	0,1										
1					0,1	1,0	0,2									
2						0,2	1,0	0,1		0,1						
3							0,1	1,0	0,1							
4								0,1	1,0			0,1				
5							0,1			1,0	0,2					
6										0,2	1,0			0,1		
7									0,1			1,0				
8	0,2												1,0			
9												0,1		1,0		
10	0,2														1,0	0,1
11	0,1														0,1	1,0

Com exceção da matriz de correlação de preços dos contratos, os dados utilizados no Caso n° 3 são idênticos aos usados no Caso n° 1. Da mesma forma, os mesmos procedimentos de otimização e simulação de Monte Carlo utilizados nos casos anteriores foram empregados neste. Deste modo, o modelo foi executado da mesma maneira que nos casos anteriores. Os resultados em detalhes podem ser consultados no Apêndice A.3.

No Caso n° 3, o modelo encontrou 48 carteiras candidatas a eficientes, ou seja, um número menor do que as obtidas no Caso n° 1, porém muito superior às encontradas no Caso n° 2. Este número de carteiras candidatas a eficientes para o Caso n° 3 é justificável, pois à

medida que se inserem correlações entre variáveis, o número de combinações possíveis entre variáveis aleatórias que possam resultar em carteiras eficientes no processo de otimização diminui, já que no processo de simulação de Monte Carlo as variáveis aleatórias tendem a se mover em conjunto. Assim, é plausível que o número de carteiras soluções da Etapa 1 do modelo no Caso n° 3 seja menor do que no Caso n° 1. No Caso n° 2 foram inseridas restrições no modelo de otimização e estas, quando ativas, tendem a diminuir o resultado da função objetivo. Além disso, como já discutido, devido a estas restrições o número de carteiras candidatas a eficientes tende a ser menor. Por isso, também é razoável o Caso n° 3 obter um número de carteiras soluções do problema de otimização maior do que o Caso n° 2.

A maioria dos resultados ficaram concentrados em apenas 4 carteiras, isto é, 66,8% das otimizações realizadas resultaram em alguma destas quatro. As carteiras cujos resultados foram verificados mais vezes foram a 14, 6, 20 e 10 com 22,8%, 19,2%, 14,2% e 10,6% de soluções do problema, respectivamente. Considerando as 1.000 otimizações realizadas neste caso, 20 carteiras foram resultados do problema de otimização em no máximo duas vezes, ou seja, 0,02% das otimizações resultaram nestas carteiras.

A maior receita esperada ocorreu na Carteira 14, 10,46 bilhões de reais. Já a menor receita esperada foi de 10,16 bilhões de reais, na Carteira 2. Os maiores valores de RAR aos níveis de 90%, 95% e 99% foram de 10,30, 10,26 e 10,17 bilhões de reais e ocorreram, respectivamente, nas carteiras 14, 14 e 36. As menores RAR, para os três níveis de confiança analisados, foram encontrados na Carteira 2, respectivamente, 9,91, 9,84 e 9,74 bilhões de reais para o nível de 90%, 95% e 99% de confiança. A Tabela 5.10 apresenta alguns resultados do Caso n° 3 considerando os maiores e os menores valores de receita esperada.

Tabela 5.10: Resultados do Caso n° 3.

Carteira	Receita esperada: (10 ⁹ R\$)	RAR 99% (10 ⁹ R\$)	RAR 95% (10 ⁹ R\$)	RAR 90% (10 ⁹ R\$)	Resultados (%)
14	10,46	10,16	10,26	10,30	22,80%
6	10,44	10,12	10,24	10,29	19,20%
20	10,44	10,15	10,23	10,28	14,20%
12	10,44	10,13	10,22	10,27	1,40%
19	10,43	10,14	10,22	10,26	1,50%
33	10,43	10,12	10,22	10,26	0,20%
10	10,42	10,11	10,20	10,24	10,60%
36	10,42	10,17	10,24	10,28	5,60%
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
27	10,31	10,03	10,10	10,14	0,80%
23	10,31	10,06	10,13	10,17	0,10%
17	10,30	10,01	10,10	10,15	0,10%
42	10,30	10,09	10,15	10,18	0,20%
7	10,27	9,99	10,07	10,12	0,80%
15	10,26	9,98	10,06	10,10	0,10%
29	10,20	9,87	9,95	10,01	0,10%
2	10,16	9,74	9,84	9,91	0,30%

Analisando no Apêndice A.3 os contratos das carteiras resultantes do Caso n° 3, pode-se inferir que o contrato ACR5 e ACL11 tiveram energia alocada em todas as 48 carteiras. Entretanto, assim como ocorreu para o Caso n° 1, os contratos ACL1, ACL2, ACL6, ACL8 e ACL10 não tiveram energia alocada em nenhuma das carteiras resultantes da Etapa 1.

A Figura 5.13 apresenta o espaço de decisão do Caso n° 3. Nesta figura estão plotadas todas as carteiras candidatas a eficientes calculadas na Etapa 1 do modelo e o valor esperado da receita e a RAR, dado um nível de confiança de 95%, calculado na Etapa 2.

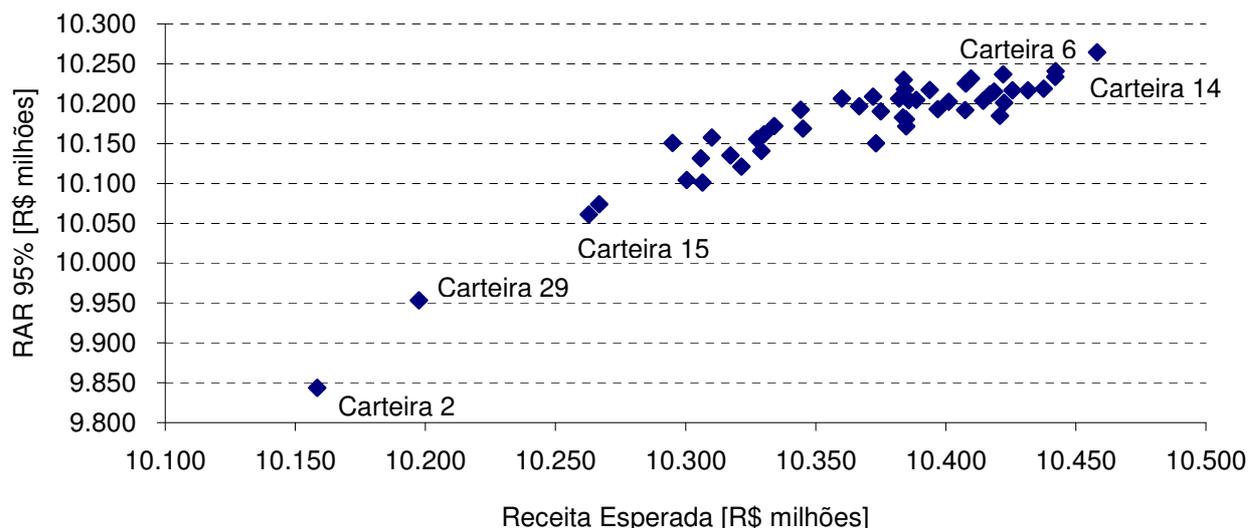


Figura 5.13: Caso 3: Espaço de decisão.

O Caso n° 3 foi realizado utilizando os mesmos dados e restrições do Caso n° 1, porém com a inserção do parâmetro de correlação entre as variáveis aleatórias. Adicionalmente, apenas como mais um exemplo, foi processado o Caso n° 3 com os mesmos dados e restrições do Caso n° 2 (limitação de venda no *spot* e obrigatoriedade de venda no ACR). Neste caso, a simulação resultou em 9 carteiras eficientes, sendo que duas delas concentraram 92% dos resultados.

Os casos descritos neste capítulo procuraram ilustrar a flexibilidade e a sensibilidade desta ferramenta computacional de suporte à decisão inserindo dados, restrições e correlações plausíveis entre variáveis, mesmo que de maneira subjetiva, para ilustrar o comportamento dos resultados encontrados frente as estas modificações.

Assim como este trabalho criou três casos de simulação, vários outros podem ser construídos com esta ferramenta, adicionando ou retirando o número de contratos, aumentando o prazo da análise, inserindo ou subtraindo restrições do modelo de otimização, configurando novas correlações entre as variáveis aleatórias ou utilizando outras funções de distribuição de probabilidade. O importante é que o usuário tenha ciência da aceitabilidade das novas

configurações que ele está estabelecendo no modelo. É essencial que o usuário entenda o princípio de funcionamento desta ferramenta para que não a utilize de maneira errônea. Dependendo da suposição realizada, ele pode chegar a qualquer resultado desejado. Neste caso, é importante que o usuário não fixe de modo subjetivo um resultado desejado e fique configurando o modelo para alcançar este resultado. O funcionamento do modelo de suporte à decisão está fortemente relacionado à qualidade dos dados inseridos e à configuração estabelecida pelo usuário para ele.

Para as premissas e dados de entrada estabelecidos neste Capítulo, o modelo de otimização empregado na Etapa 1 utilizou 28 variáveis (5 para os contratos do ACR, 11 para do ACL e 12 para o mercado *spot*) e 24 restrições. O problema de programação linear foi resolvido utilizando o método primal simplex pelo *software* comercial Lingo 8.0. No Caso n° 1 determinístico a solução do problema foi encontrada na 5ª iteração. Nos casos probabilísticos, o número de iterações utilizado até encontrar a solução ótima variou em função do sorteio realizado pela simulação de Monte Carlo antes do processo de otimização.

Capítulo 6

Implementação do modelo

Uma das dificuldades em desenhar modelos de decisão utilizando simulações é a escolha da plataforma do *software*. Existe uma grande variedade de pacotes de simulação e programação matemática. Porém, a maioria exige um esforço significativo dos usuários para compreender seu funcionamento. Como consequência, podem ficar especialistas em linguagem de programação e não dar importância ao principal, que são os princípios básicos da modelagem.

Para evitar o mencionado problema, optou-se por utilizar planilhas eletrônicas como principal meio para introduzir o modelo de decisão para os usuários. Os benefícios do uso das citadas planilhas estão relacionadas ao fornecimento de um meio de transmitir metodologias quantitativas em linguagem a qual os agentes de mercado podem facilmente compreender. Estruturalmente, as planilhas eletrônicas permitem agregar os conceitos de programação linear e simulação de Monte Carlo em uma única arquitetura. Além disso, a maioria dos usuários que porventura venha utilizar este modelo possui habilidade em planilhas eletrônicas, com isso podem facilmente alterar parâmetros da modelagem, acrescentar ou retirar variáveis, modificar as funções de distribuição de probabilidade e alterar as restrições do problema de programação linear.

Espera-se, assim, que o modelo fique o mais flexível. Desta forma, qualquer usuário poderá personalizar o modelo de decisão da maneira que atenda melhor suas necessidades.

Para planilhas eletrônicas escolheu-se utilizar o Excel, aplicativo da família *Microsoft Office*, pois seu uso é amplo e bastante difundido nos mais variados segmentos devido a sua versatilidade para manipulação de dados. O Excel consiste de um conjunto de planilhas que podem ser utilizadas para armazenar dados e realizar cálculos. No modelo de auxílio à decisão o Excel é utilizado para entrada e saída de dados, cálculos internos, e para importação e exportação de dados para o *software* de otimização e de simulação.

Para realizar a otimização dos dados foi utilizado o *software* comercial Lingo 8.0. O Lingo é um aplicativo utilizado em pesquisa operacional que resolve problemas de programação linear, inteira e não linear (LINGO, 2001). Ele possui algumas características que o torna uma opção interessante para a otimização do modelo de decisão, tais como:

- a sintaxe simples;
- a representação das restrições por linguagem matricial, reduzindo, assim, a possibilidade de enganos na formulação do problema, uma vez que se torna de fácil averiguação a eventual correção;
- a compatibilidade com o Excel, sendo sua comunicação com o mesmo realizada por meio da inserção de comandos simples.

O algoritmo no Lingo está categorizado em quatro blocos com funções diferenciadas. A característica de disposição de blocos facilita a detecção de eventuais falhas e na conferência do modelo. Os quatro blocos de função são:

1. Declaração de variáveis;
2. Dados de entrada;
3. Modelo computacional com a função objetivo e restrições;
4. Dados de saída.

No modelo de decisão o Lingo é chamado pelo usuário através da tela do Excel. Para a realização das otimizações não é necessário o usuário abri-lo manualmente, nem mesmo quando desejar modificar a estrutura do modelo para alterar variáveis ou inserir, retirar ou corrigir restrições do algoritmo de programação linear, pois eles estão todos escritos na planilha do Excel. O Lingo é invocado pelo Excel através de uma função escrita em *Visual Basic for Applications* (VBA).

As simulações de Monte Carlo podem ser realizadas de duas maneiras. A primeira escrevendo rotinas em VBA. A segunda utilizando pacotes computacionais comerciais de simulação que são aplicados diretamente no Excel, como o *@Risk* ou o *Crystal Ball*.

As rotinas escritas em VBA têm a vantagem de substituir o uso de *softwares* comerciais de simulação de Monte Carlo, os quais, em geral, possuem preços elevados. Assim, referidas rotinas trazem maior economia aos agentes. Não obstante, quando se realizam as simulações de Monte Carlo utilizando VBA o esforço computacional é muito grande. Isto acarreta simulações mais lentas e o arquivo Excel fica bastante carregado. Além disso, o agente de comercialização que for utilizar o modelo deverá ter alguma habilidade em VBA, caso queira alterar parâmetros do algoritmo.

Os *softwares* específicos para simulação de Monte Carlo são amigáveis com o Excel. Tais *softwares* têm como vantagens: menor esforço computacional, facilidade em se atribuir correlações matemáticas entre as variáveis aleatórias de interesse, configurações automáticas de relatórios de saída e funções que permitem avaliar qual ou quais variáveis impactam mais no resultado da simulação. A desvantagem está no custo de aquisição do *software*.

Neste trabalho, os Casos n° 1 e 2 foram realizados utilizando somente o Excel e o Lingo. No Caso n° 3, além destes dois *softwares*, foi utilizado o *Crystal Ball* para estabelecer a correlação entre as variáveis aleatórias no processo de simulação de Monte Carlo.

6.1 Base de dados

A implementação da ferramenta de análise à decisão teve como base o Excel. Três planilhas são utilizadas para a simulação do problema:

1. Planilha EntrResulOt: contém os campos para preenchimento dos dados de entrada, a chamada para a otimização e os resultados da otimização.
2. Planilha CarteiraVERAR: insere os dados do valor esperado e da RAR de cada carteira eficiente encontrada na otimização.
3. Planilha CodigoOtimiza: contém o código de otimização.

Na Planilha EntrResulOt os dados de entrada devem ser inseridos nos campos de cor azul e os dados de saída da otimização são fixados nos campos de cor cinza. A Figura 6.1 apresenta os dados da garantia física do agente, os anos de análise na simulação, o lastro de energia elétrica em cada ano e o valor esperado para o mercado do ACL e para o PLD no valor presente. Todos estes valores foram considerados, por premissa, determinísticos nos casos simulados neste trabalho. Isto não implica, necessariamente, que é proibitivo a utilização da componente de incerteza nestes parâmetros.

Dados de entrada

Garantia Física	2000 MW-médios		
Ano	Lastro (MW)	Merc. ACL esp. (MW)	PLD [R\$/MWh]
2005	500	200	22,00
2006	700	400	30,00
2007	1100	500	35,00
2008	1100	500	48,00
2009	1500	500	60,00
2010	1800	550	72,00
2011	2000	550	80,00
2012	2000	550	92,00
2013	2000	600	102,00
2014	2000	600	112,00
2015	2000	600	123,00
2016	2000	600	130,00

Figura 6.1: Dados de energia, mercado do ACL e PLD previsto.

Os dados dos contratos definidos para o ACR e para o ACL são inseridos como os apresentados nas Figuras 6.2 e 6.3. A primeira linha destas figuras dá nome aos contratos. Na segunda e terceira linhas estão os dados referentes ao preço de negociação esperado e o desvio-padrão deste preço para cada contrato. As três últimas linhas se referem ao início e fim de suprimento e prazo dos contratos.

Contrato	ACR1	ACR2	ACR3	ACR4	ACR5
Preço esperado	R\$ 57,51	R\$ 62,34	R\$ 64,69	R\$ 70,81	R\$ 66,89
Desvio-padrão	1	1,3	1,5	1,7	2
Início de suprimento	2005	2006	2007	2008	2009
Prazo do contrato	8	8	8	8	8
Fim de suprimento	2012	2013	2014	2015	2016

Figura 6.2: Dados dos contratos do ACR.

Contrato	ACL1	ACL2	ACL3	ACL4	ACL5	ACL6	ACL7	ACL8	ACL9	ACL10	ACL11
Preço esperado	R\$ 48,00	R\$ 51,60	R\$ 57,35	R\$ 50,02	R\$ 50,93	R\$ 51,45	R\$ 53,68	R\$ 53,00	R\$ 54,45	R\$ 75,00	R\$ 78,00
Desvio-padrão	1	1,8	2,5	3	1,4	2	2,7	1,1	3	1,4	1,7
Início de suprimento	2005	2008	2011	2014	2006	2009	2012	2005	2010	2005	2005
Prazo do contrato	3	3	3	3	3	3	3	5	5	10	12
Fim de suprimento	2007	2010	2013	2016	2008	2011	2014	2009	2014	2014	2016

Figura 6.3: Dados dos contratos do ACL.

Ainda na Planilha EntrResulOt existe um campo oculto que processa a simulação de Monte Carlo com base nos parâmetros definidos na segunda e terceira linha das Figuras 6.2 e 6.3. Neste campo está definida a função densidade de probabilidade que será utilizada na simulação de Monte Carlo. O resultado desta simulação é valor do preço do contrato que será utilizado como dado de entrada na otimização.

Outro tratamento de dados que ocorre nesta planilha é a construção da matriz binária, posteriormente utilizada na otimização, que indica para quais anos os contratos são válidos. Por exemplo, se um contrato possui prazo de cinco anos, com início de suprimento no ano 1 e fim no ano 5, esta matriz inserirá valores iguais a 1 para as linhas correspondentes de 1 a 5 e valores iguais a zero para os anos restantes. A referida matriz é dado de entrada para o

problema de otimização.

Efetuada a otimização, o resultado da quantidade de energia alocada em cada contrato é plotado no campo apresentado na Figura 6.4. Cada linha desta representa um período, no caso um ano. O resultado da função objetivo, a receita esperada, é inserido em outro campo da mesma planilha. No final desta planilha são armazenados os dados de todas as otimizações realizadas. Estes resultados formam as carteiras candidatas a eficientes.

Resultados																	
Ano	PLD	ACR1	ACR2	ACR3	ACR4	ACR5	ACL1	ACL2	ACL3	ACL4	ACL5	ACL6	ACL7	ACL8	ACL9	ACL10	ACL11
2005	300	0	0	0	700	600	0	0	350	0	200	0	0	0	0	0	200
2006	300																
2007	700																
2008	0																
2009	0																
2010	300																
2011	150																
2012	150																
2013	150																
2014	500																
2015	500																
2016	1200																

Figura 6.4: Resultado de cada otimização.

De posse dos resultados das carteiras eficientes, a planilha CarteiraVERAR calcula o valor esperado e a RAR de cada carteira. O método utilizado para este cálculo é a simulação de Monte Carlo. A Figura 6.5 demonstra o resultado para duas carteiras denominadas 1 e 2. A primeira coluna destas carteiras corresponde aos resultados da simulação de Monte Carlo. A Figura 6.5 mostra parte destes resultados, pois quando se utiliza o número de mil otimizações, mil valores são plotados nesta coluna. As outras colunas mostram a quantidade de otimizações realizadas e a porcentagem destas otimizações que resultaram nesta carteira, a RAR para um nível de confiança de 99%, 95% e 90%, a média, que corresponde a receita esperada da carteira e a quantidade de energia elétrica que deve ser negociada em cada um dos contratos.

Valores em milhões de reais

Carteira		1	Carteira		2
10.060,19	Simulações:	1000	9.951,12	Simulações:	1000
10.071,78	Resultados:	1	9.967,03	Resultados:	6
10.074,89	Porcentagem:	0,10%	10.017,72	Porcentagem:	0,60%
10.077,84			10.056,58		
10.085,94	RAR 99%:	R\$ 10.135,08	10.056,68	RAR 99%:	R\$ 10.108,59
10.101,56	RAR 95%:	R\$ 10.204,99	10.076,05	RAR 95%:	R\$ 10.201,45
10.121,33	RAR 90%:	R\$ 10.256,67	10.080,22	RAR 90%:	R\$ 10.240,69
10.126,18	Média:	R\$ 10.430,70	10.098,94	Média:	R\$ 10.402,55
10.129,94			10.107,27		
10.135,08	ACR1	0	10.108,59	ACR1	0
10.136,97	ACR2	0	10.116,66	ACR2	0
10.146,13	ACR3	0	10.122,21	ACR3	0
10.149,43	ACR4	900	10.125,56	ACR4	900
10.149,69	ACR5	400	10.126,35	ACR5	400
10.156,87	ACL1	0	10.129,19	ACL1	0
10.158,17	ACL2	0	10.129,22	ACL2	0
10.165,91	ACL3	50	10.144,20	ACL3	0
10.166,09	ACL4	0	10.144,90	ACL4	0
10.167,34	ACL5	0	10.147,23	ACL5	0
10.169,74	ACL6	0	10.150,68	ACL6	0
10.170,82	ACL7	0	10.151,92	ACL7	0
10.173,11	ACL8	0	10.154,61	ACL8	0
10.173,65	ACL9	300	10.159,00	ACL9	0
10.174,19	ACL10	0	10.163,00	ACL10	0
10.176,79	ACL11	200	10.165,01	ACL11	200

Figura 6.5: Dados das carteiras eficientes.

Para cada planilha também existe um campo como o da Figura 6.6, na qual o usuário entra com o número de otimizações que deseja efetuar e o número de simulações de Monte Carlo para o cálculo da receita esperada e RAR.



contador
50

Figura 6.6: Definição do número de otimizações e simulações.

A terceira planilha, CódigoOtimiza, contém o código de otimização que é apresentado na seção seguinte.

6.2 Algoritmo de otimização

As linhas de código para a otimização do modelo computacional estão inseridas na planilha CódigoOtimiza. Este código, para os casos n° 1 e 3, é apresentado a seguir.

```
!Modelo para Tese do Fernando Colli Munhoz;
model:
SETS:
ANO/1..12/: L, A, PLD, D;
CON/1..16/: Q, P;
MIJ(ANO, CON): C;
ENDSETS

DATA:
!IMPORTAR DADOS DO EXCEL;
!Preço em cada contrato para cada ano no ACR e ACL;
P = @OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'Preco');
!PLD;
PLD = @OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'PLD');
!Quantidade de energia livre para negociar (lastro);
L = @OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'Livre');
!Mercado potencial no ACL;
A = @OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'ACL');
!Energia assegurada;
R = @OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'Assegurada');
!Matriz de 0 e 1;
C = @OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'Cij');
ENDDATA

!O modelo;
!Maximizar a receita;
    MAX = Y;
    Y = @SUM (MIJ(i,j): (P(j)*Q(j)*C(i,j))) + @SUM (ANO(i): PLD(i)*D(i));

!Restrições;
```

```

!Quantidade contratada precisa ser menor do que o lastro;
@FOR (ANO(i): @SUM(CON(j): C(i,j)*Q(j)) + D(i) <= L(i));
!Somatório da energia alocada no ACL deve ser menor do que o mercado potencial;
@FOR (ANO(i): @SUM(CON(j)|j #GE# 6 #AND# j #LE# 16: Q(j)*C(i,j)) <= A(i));

DATA:
!EXPORTAR DADOS PARA O EXCEL;
@OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'Q') = Q;
@OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'CPLD') = D;
@OLE('C:\Tese\Modelo\Pdefesa\alter1\pdefesa_al_c1prob.xls', 'Objetivo') = Y;
ENDDATA
END
TERSE
GO
QUIT

```

No Caso nº 2 foram inseridas no modelo restrições que limitavam a negociação ao PLD a no máximo 20% da garantia física do agente nos seis primeiros anos e a no máximo 25% da garantia física nos seis últimos anos. Adicionalmente, existia uma restrição que obrigava negociar ao menos 5% da garantia física em cada um dos contratos do ACR. O código destas restrições é apresentado a seguir.

```

!Pelo menos 5% da GF deve ser negociada em cada contrato do ACR;
Q(1) > 0.05*R;
Q(2) > 0.05*R;
Q(3) > 0.05*R;
Q(4) > 0.05*R;
Q(5) > 0.05*R;

!Mercado spot limitado a 20 e 25% da garantia física;
@FOR (ANO(i)|i #GE# 1 #AND# i #LE# 6: D(i) <= 0.20*R);
@FOR (ANO(i)|i #GE# 7 #AND# i #LE# 12: D(i) <= 0.25*R);

```

6.3 Rotinas computacionais

O modelo computacional é composto de quatro rotinas. A primeira é chamada de principal e serve para invocar as outras três, além de contabilizar o tempo da simulação.

Rotina 1: Principal

```
{Chama as outras rotinas e registra o tempo da simulação.}
insimula ← time
solicita: Otimização
solicita: Preparação
solicita: Carteira
fmsimula ← time
temposimula ← fmsimula – insimula
mensagem: Tempo de simulação: “temposimula”
```

A segunda rotina realiza as otimizações precedidas de simulação de Monte Carlo. O otimizador é chamado e os dados de entrada da otimização são exportados do Excel para o Lingo. A otimização é, então, realizada e o Excel importa os dados de saída. Este processo é repetido n vezes, onde n é o número de otimizações precedidas de simulação de Monte Carlo, definido pelo usuário. Após estas otimizações, os dados são armazenados no Excel e formam as carteiras candidatas a eficientes calculadas no modelo.

Rotina 2: Otimização

```
{Resolve o problema de otimização e armazena os resultados.}
Limpa os resultados das otimizações anteriores
for  $x = 1$  to  $n^\circ$  de otimizações do
  Simula Monte Carlo
  Realiza otimização
  Armazena os resultados
end for
```

A terceira rotina serve para preparar os dados das carteiras eficientes para o cálculo da receita esperada e RAR. Ela apenas configura os dados de maneira que facilite estes cálculos na rotina seguinte.

Rotina 3: Preparação

{Prepara os dados para o cálculo do RAR.}
Ordena os dados
Agrupa as carteiras que possuem os mesmo contratos
Calcula a quantidade de carteiras candidatas a eficientes encontradas

Na última rotina são calculados os valores da receita esperada e RAR de cada carteira encontrada na etapa anterior. Outra vez a simulação de Monte Carlo é utilizada e com os dados desta simulação esta rotina calcula a receita esperada e o RAR para os níveis de confiança de 99%, 95% e 90%.

Rotina 4: Carteira

{Simula Monte Carlo para cálculo do RAR.}
Limpa os resultados das simulações anteriores
for $x = 1$ to n° de carteiras eficientes **do**
 for $x = 1$ to n° de simulações de Monte Carlo **do**
 Simula Monte Carlo
 end for
 Calcula a porcentagem das simulações que resultou nesta carteira
 Calcula a receita esperada da carteira
 Calcula RAR para nível de confiança de 99%
 Calcula RAR para nível de confiança de 95%
 Calcula RAR para nível de confiança de 90%
 Imprime a quantidade de energia elétrica que compõe cada contrato da carteira
end for

Todas estas rotinas foram escritas em VBA. O VBA é uma linguagem de programação orientada a objeto da *Microsoft* que permite a criação de macros e está integrado em todos os produtos da família *Microsoft Office*, incluindo o Excel, que serviu de suporte para o modelo computacional desenvolvido nesta tese.

O tempo computacional do processamento de determinado caso alterna dependendo da quantidade de variáveis. Quanto mais contratos são inseridos e quanto maior é o período de análise considerado, maior será o tempo de processamento. Em geral, a rotina de otimização

do modelo é rápida, menos de um segundo. Entretanto, como mil otimizações são realizadas, precedidas de simulações de Monte Carlo, o tempo total para o processamento desta rotina aumenta. Além disso, a Etapa 2 do modelo calcula o valor esperado da receita e a RAR utilizando simulação de Monte Carlo para cada carteira resultante da otimização da Etapa 1. Em média, o cálculo da receita e RAR para cada carteira na Etapa 2 é realizada em vinte segundos.

As simulações realizadas nesta tese foram processadas em computador que utiliza processador AMD Sempron 2.800 e possui 512 MB de memória RAM. O processamento de um caso apresentado neste trabalho levou em torno de trinta e cinco minutos.

Capítulo 7

Conclusões

Este trabalho apresentou um modelo computacional de suporte à decisão para um agente vendedor de energia elétrica eficientizar a formação do seu portfólio de contratos utilizando as regras estabelecidas pelas regulamentações legais em vigor. Foi motivado pela necessidade dos agentes do setor elétrico disporem de ferramentas que auxiliem no processo de contratação de energia elétrica com visão de longo prazo.

Sua concepção foi idealizada com o objetivo de agregar a um pacote computacional maior, o PNEE apresentado no Capítulo 1, paralelamente a outros modelos desenvolvidos ou em desenvolvimento, um ferramental que pudesse ser utilizado pelo agente de mercado, estimulando a racionalidade no processo de decisão e mitigando a pressão emocional exercida.

O modelo foi desenvolvido com o uso de técnicas de otimização, a programação linear, e da técnica de mensuração de risco denominada *Receita ao Risco* (RAR). O método de simulação de Monte Carlo foi utilizado para o cálculo da RAR.

A ferramenta de contratação de energia elétrica descrita nesta tese pode ser dividida em duas etapas seqüenciais. Na primeira, por intermédio de otimizações precedidas de simulação de Monte Carlo, são calculadas as carteiras candidatas a eficientes. De posse destes dados, a segunda etapa calcula o retorno esperado e a RAR de cada carteira encontrada na

primeira etapa, aos níveis de confiança de 90%, 95% e 99%. Ao término das duas etapas, o agente vendedor escolhe a carteira eficiente que mais se aproxima de sua curva de utilidade.

A seleção de carteiras procura identificar a melhor combinação de contratos, obedecendo às preferências do vendedor de energia elétrica, com relação ao risco e retorno esperados. Entre as carteiras calculadas, formadas com os contratos inseridos no modelo, é selecionada aquela que maximiza o grau de satisfação do usuário.

Entretanto, como o ambiente de mercado de energia elétrica ainda não está totalmente estabilizado, algumas regras estão em constantes mudanças. Novas regras e requisitos demandam novas ferramentas e competências. Assim, este modelo foi desenvolvido de maneira a propiciar um grau de abertura para abrigar novos componentes e flexibilidade de se adaptar às mudanças. Esta flexibilidade busca, ainda, que o agente se sinta a vontade para alterar parâmetros do modelo a fim de realizar quaisquer simulações desejadas.

Os dados, as suposições, o raciocínio e o bom senso na análise das informações são essenciais quando se utiliza este modelo. Muitas informações empregadas como dados de entrada são subjetivas, todavia não devem ser inseridas arbitrariamente pelo usuário. Quanto mais precisas forem suas suposições e percepções, melhor será o resultado obtido. A utilização deste modelo fará com que os agentes tomem suas decisões de contratação melhores informados.

A ferramenta computacional apresentada neste trabalho foi desenvolvida para contratações de energia elétrica quando se utiliza contratos de longo prazo, que são os mais comuns no Brasil. Em complemento a esta ferramenta, recomenda-se que, para contratação no curto prazo, o agente utilize modelos de precificação de energia (González et al., 2005) e de teoria dos jogos (Azevedo e Correia, 2006) e (Correia, 2005). Não obstante, em complemento, que utilize também outros modelos que compõe a PNEE registrados em Masili (2004), Munhoz (2004), Azevedo (2004) e Dutra (2006).

Para ilustrar a aplicabilidade e as vantagens de se utilizar o modelo desenvolvido nesta tese foram trabalhados três exemplos ilustrados no Capítulo 5. Todos estes exemplos foram denominados de casos, e o primeiro, Caso n° 1, serviu de base para a montagem dos demais.

Em epítome, o Caso n° 1 foi desenvolvido supondo duas condições. Na primeira, produzida apenas para efeito teórico e utilizada para construir o raciocínio sobre a segunda e os demais casos, foi assumido que todas as informações de mercado são plenamente conhecidas pelo agente. Desta maneira, bastava a construção de um modelo de otimização determinístico que resultasse numa alocação ótima de energia, dentro dos contratos definidos pelo agente, para maximizar a receita desejada. Na segunda condição foi estabelecida uma relação de incerteza, por meio de atribuições de curvas de probabilidade para os preços dos contratos.

Destarte, a segunda condição do Caso n° 1 torna-se aderente ao processo de transações de contratos no mercado no qual o preço é incerto, pois depende de variáveis que o agente não tem condições de controlar.

O Caso n° 2 buscou aderir mais o modelo à realidade de mercado. Enquanto no Caso n° 1 não existiam restrições de contratação mínima em determinados contratos e permitia-se que o agente tivesse seu lastro totalmente descontratado em determinado ano para negociar a energia no mercado de curto prazo ou no leilão de ajuste, no Caso n° 2 foram inseridas restrições que limitaram a descontratação em cada ano a no máximo 20% e 25% da garantia física e, ainda, impôs que pelo menos 5% da garantia física do agente deveria ser negociado em cada contrato do ACR.

O Caso n° 3, por sua vez, utilizou as mesmas restrições do Caso n° 1, porém, enquanto nos casos anteriores as variáveis aleatórias foram consideradas independentes, neste caso estabeleceu-se uma relação de dependência. Desta forma, foram atribuídas correlações entre as variáveis aleatórias seguindo uma lógica temporal e de ambiente de contratação.

Os resultados dos três casos, apresentados no Apêndice A, mostram que quanto mais restrições ou parâmetros de correlação são inseridos no modelo, mais limitado fica o espaço de decisão. Isto é claramente comprovado quando se compara o número de carteiras candidatas a eficientes encontradas pelo modelo de otimização.

É também possível observar que, no Caso n° 3, o maior valor encontrado para a receita esperada foi superior do que o maior valor do Caso n° 1. Isto se deve ao fato da simulação de Monte Carlo no Caso n° 3 ter sido realizada adotando a dependência entre as variáveis aleatórias, ou seja, em alguns sorteios o preço da energia de determinado contrato foi elevado, como existia uma correlação positiva entre esta variável e outras, os valores sorteados para estas outras também foram altos.

O objetivo de apresentar os três exemplos, todos utilizando os mesmos dados de entrada, foi o de mostrar como o modelo pode ser adaptável às diversas opções e opiniões de usuários que porventura venham a utilizá-lo. Ele não é um modelo rígido, mas desenvolvido para se justapor à dinamicidade do mercado de energia elétrica brasileiro, que, até por ser recente e único no mundo, deve sofrer ainda alguns ajustes nas suas regras.

Os dados inseridos nos três exemplos desta tese foram definidos pelo autor deste trabalho, portanto, não são oficiais e nem se referem a nenhuma empresa atuante no mercado. Desta maneira, os resultados do Apêndice A não devem ser interpretados como resultado de mercado, mas de um modelo, que de fato foi desenvolvido para ser aplicado no mercado, porém que utilizou como parâmetros de entrada dados fictícios, todavia, plausíveis.

É importante reiterar o que consta no final do Capítulo 5. Do mesmo modo que este trabalho criou três casos de sensibilidade para apresentar o modelo, vários outros podem ser construídos com esta ferramenta computacional, adicionando ou retirando o número de contratos, aumentando o prazo da análise, inserindo ou subtraindo restrições do modelo de

otimização, configurando novas correlações entre as variáveis aleatórias ou utilizando outras funções de distribuição de probabilidade. No entanto, é importante que o usuário tenha ciência da aceitabilidade das novas configurações que ele está a estabelecer no modelo.

Por fim, este trabalho trata de um esforço para contribuir para a literatura científica no aprendizado e pesquisa na área de comercialização de energia elétrica, na qual a bibliografia específica ao modelo brasileiro e a disponibilidade de instrumental são ainda muito restritas. No entanto, tal esforço não finda aqui. A necessidade de se aprofundar no aprimoramento desta ferramenta e no desenvolvimento de outros temas na área de comercialização é algo que deve continuar sendo pesquisado pela comunidade acadêmica.

Ante a necessidade supra apontada, sugere-se que esforços sejam envidados na progressão de estudos de previsão de preços futuros de energia elétrica; aprimoramento do mecanismo de formação do preço *spot*, isto é, se este preço deve continuar sendo definido por uma cadeia de modelos computacionais ou se esta definição deve ser realizada pelo mercado mediante a disposição de vender e comprar dos seus agentes; investigação de outros tipos de risco em mercados de energia elétrica, tal como o risco regulatório, e metodologias para mitigá-los e; o aprimoramento e precificação de mecanismos adicionais de segurança no suprimento para o sistema elétrico brasileiro.

Referências Bibliográficas

- Ackoff, R. L. e M. W. Sasieni (1968). *Fundamentals of Operations Research*. John Wiley & Sons.
- Albuyeh, F. e J. Kumar (2003). Decision support tools for market participants. *IEEE Transactions on Power Systems* 18(2), 512–516.
- Alter, S. L. (1980). *Decision Support Systems: Current Practice and Continuing Challenge*. Addison-Wesley.
- Assaf Neto, A. (2001). *Mercado Financeiro* (4th ed.). Editora Atlas.
- Assaf Neto, A. (2003). *Finanças Corporativas e Valor*. Editora Atlas.
- Aurélio, D. (1999). *Dicionário Aurélio Eletrônico - Século XXI*. Editora Nova Fronteira. versão 3.0. Lexikon Informática Ltda. Aurélio Buarque de Holanda Ferreira.
- Azevedo, E. M. (2004). *Modelo computacional de teoria dos jogos aplicado aos leilões brasileiros de energia elétrica*. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- Azevedo, E. M. e P. B. Correia (2006). Bidding strategies in Brazilian electricity auctions. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 28(5), 309–314.
- Bacharach, M. e S. Hurley (1991). *Foundations of Decision Theory*. Blackwell Cambridge & Oxford.
- Bernoulli, D. (1954). Exposition of a new theory on the measurement of risk. *Econometrica* 22, 22–36. Traduzido por Lousie Souner.
- Best, P. (1999). *Implementing Value at Risk*. John Wiley Trade.
- Bonczek, R. H., C. W. Holsapple, e A. B. Whinston (1981). *Foundations of Decision Support Systems*. Academic Press.
- BOVESPA (2007). Índice de Energia Elétrica - IEE. Relatório técnico, Bolsa de Valores de São Paulo. Disponível em <http://www.bovespa.com.br/Pdf/Indices/IEE.pdf>.
- Cascaes, J. C. (2004). Riscos e riscos. *Canal Energia*. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=42847>.

- CCEE (2007). Relatório de informação ao público: Análise anual. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- CNPE (2004). Resolução nº 1. Conselho Nacional de Política Energética. Diário Oficial da União.
- Correia, P. F. (2005). Games with incomplete and asymmetric information in poolco markets. *IEEE Transactions on power systems* 20(1), 83–89.
- Costa, J. J. S. (1977). *Teoria da Decisão: Um Enfoque Objetivo*. Editora Rio.
- Dahlgren, R., C.-C. Liu, e J. Lawarrée (2003). Risk assessment in energy trading. *IEEE Transactions on Power Systems* 18(2), 503–511.
- Dantzig, G. B. (1963). *Linear Programming and Extensions*. Princeton University Press.
- Das, D. e B. F. Wollenberg (2005). Risk assessment of generators bidding in day-ahead market. *IEEE Transactions on Power Systems* 20(1), 416–424.
- Decreto nº 5.163 (2004). Presidência da república. Diário Oficial da União.
- Denton, M., A. Palmer, R. Masiello, e P. Skantze (2003). Managing market risk in energy. *IEEE Transactions on Power Systems* 18(2), 494–502.
- Dutra, R. S. (2006). Mecanismo computacional para simulação do MRE. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- Elton, E. J. e M. J. Gruber (1981). *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*. John Wiley and Sons.
- Evans, J. R. e D. L. Olson (2002). *Introduction to Simulation and Risk Analysis* (2ª ed.). Prentice Hall.
- González, A. M., A. M. S. Roque, e J. García-González (2005). Modeling and forecasting electricity prices with Input/Output hidden markov models. *IEEE Transactions on Power Systems* 20(1), 13–24.
- Henney, A. e G. Keers (1998). Managing total corporate electricity - energy makert risks. *The Electricity Journal* 11(8), 36–46.
- Hillier, F. S. e G. J. Lierberman (1995). *Introduction to Operations Research* (6 ed.). McGRAW-HILL.
- Holloway, C. A. (1979). *Decision Making under Uncertainty: Models and Choices*. Prentice Hall.
- Jones, R. B. (1995). *Risk-Based Management*. Gulf Publishing Company.

- Jorion, P. (1998). *Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado*. Bolsa de Mercadorias & Futuros.
- Jorion, P. (2000). *Value at Risk* (2 ed.). McGraw-Hill Trade.
- Lanzotti, C. R. (2006). *Plataforma Computacional de Auxílio à Comercialização de Energia Elétrica*. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- Lei nº 10.848 (2004). Presidência da república. Diário Oficial da União.
- LINGO (2001). *LINGO: The Modeling Language and Optimizer*. Lindo Systems Inc.
- Magalhães, M. N. e A. C. P. de Lima (2004). *Noções de Probabilidade e Estatística* (6 ed.). Editora USP.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *The Journal of Finance* 7(1), 77–91.
- Masili, G. S. (2004). Metodologia e software para simulação de leilões de energia elétrica do mercado brasileiro. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- MME (2007). Plano Decenal de Energia 2007-2016. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia.
- Munhoz, F. C. (2004). Metodologia e software para fixação de lances em leilões de energia elétrica. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- Osborne, M. J. e A. Rubinstein (1994). *A Course in Game Theory*. MIT Press.
- Pereira, M. V. F., M. F. McCoy, e H. M. Merrill (2000). Managing risk in the new power business. *IEEE Computer Applications in Power* 13(2), 18–24.
- Pidd, M. (1998). *Modelagem Empresarial: Ferramentas Para Tomada de Decisão*. Artes Médicas.
- Pindyck, R. S. e D. L. Rubinfeld (1994). *Microeconomia* (2nd ed.). São Paulo: Makron Books.
- Pinto, L., M. Luna, J. Szczupak, D. S. Ramos, e D. da Silva Fo. (2004). Simulador evolutivo de mercados. Em *IX Simpósio de Especialistas Em Planejamento Da Operação e Expansão Elétrica*.
- Portaria nº 303 (2004). Ministério de Minas e Energia. Diário Oficial da União.
- Ragsdale, C. T. (1998). *Spreadsheet Modeling and Decision Analysis* (2 ed.). South-Western College Publishing.
- Securato, J. R. (1993). *Decisões Financeiras em Condições de Risco*. Editora Atlas.

- Shahidehpour, M., H. Yamin, e Z. Li (2002). *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Sheduling and Risk Management*. John Wiley & Sons.
- Silva, P. A. L. D. (1990). Fundamentos da teoria da decisão. Em IME-USP (Ed.), *9º Simpósio Brasileiro de Probabilidade e Estatística*, São Paulo - SP.
- Slovic, P. (1987). Perception of risk. *Science* 285, 280–285.
- Steuer, R. E. (1985). *Multiple Criteria Optimization: Theory, Computation and Application*. John Wiley & Sons, Inc.
- Vaahedi, E. e M. Shahidehpour (2004). Decision support tools in restructured electricity systems: An overview. *IEEE Transactions on Power Systems* 19(4), 1999–2005.
- von Neumann, J. e O. Morgenstern (1944). *Theory of Games and Economic Behavior*. Princeton University Press.

Apêndice A

Resultados da simulações

As seções seguintes apresentam os resultados do modelo de suporte para auxílio a decisão para os três casos discutidos nesta tese. O Caso n° 1 refere-se a primeira simulação. O Caso n° 2 corresponde a segunda simulação, na qual foi inserida a restrição de contratação obrigatória de no mínimo 5% do lastro de venda do agente em cada contrato do ACR, além de limitar a contratação de curto prazo a no máximo 20% deste lastro nos seis primeiros anos e a 25% nos seis últimos. O Caso n° 3 é idêntico ao Caso n° 1, porém foram inseridas correlações entre as diversas variáveis aleatórias. Para todas as tabelas os valores referentes a RAR 99%, RAR 95%, RAR 90% e Receita Esperada, estão expressos em milhões de reais. A quantidade de energia alocada em cada contrato e no *spot* está expressa em MW médios.

A.1 Caso n° 1

Carteira	1	Carteira	2	Carteira	3	Carteira	4
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	6	Resultados:	4	Resultados:	8
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,60%	Porcent.:	0,40%	Porcent.:	0,80%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.135,08	RAR 99%:	10.108,59	RAR 99%:	10.123,11	RAR 99%:	10.104,46
RAR 95%:	10.204,99	RAR 95%:	10.201,45	RAR 95%:	10.213,41	RAR 95%:	10.205,19
RAR 90%:	10.256,67	RAR 90%:	10.240,69	RAR 90%:	10.260,01	RAR 90%:	10.258,45
R. Esp.:	10.430,70	R. Esp.:	10.402,55	R. Esp.:	10.416,54	R. Esp.:	10.432,33
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	900	ACR4	900	ACR4	700	ACR4	900
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	600	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	-	ACL3	-	ACL3	-
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	200	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	500	2006	300	2006	500
2007	900	2007	900	2007	700	2007	900
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	300	2010	-
2011	150	2011	500	2011	500	2011	200
2012	150	2012	500	2012	500	2012	200
2013	150	2013	500	2013	500	2013	200
2014	200	2014	500	2014	500	2014	200
2015	500	2015	500	2015	500	2015	500
2016	1.400	2016	1.400	2016	1.200	2016	1.400

Carteira	5	Carteira	6	Carteira	7	Carteira	8
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	7	Resultados:	190	Resultados:	1	Resultados:	1
Porcent.:	0,70%	Porcent.:	19,00%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,10%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.095,82	RAR 99%:	10.127,60	RAR 99%:	10.011,61	RAR 99%:	9.920,39
RAR 95%:	10.174,53	RAR 95%:	10.209,30	RAR 95%:	10.082,47	RAR 95%:	10.029,58
RAR 90%:	10.222,47	RAR 90%:	10.262,29	RAR 90%:	10.129,70	RAR 90%:	10.069,62
R. Esp.:	10.391,13	R. Esp.:	10.433,13	R. Esp.:	10.281,89	R. Esp.:	10.215,91
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	700	ACR3	900
ACR4	900	ACR4	900	ACR4	-	ACR4	-
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	600	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	-	ACL3	-
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	200	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	350
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	500	2006	300	2006	500
2007	900	2007	900	2007	-	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	300	2010	300
2011	500	2011	150	2011	500	2011	500
2012	150	2012	150	2012	500	2012	150
2013	150	2013	150	2013	500	2013	150
2014	150	2014	500	2014	500	2014	150
2015	500	2015	500	2015	1.200	2015	1.400
2016	1.400	2016	1.400	2016	1.200	2016	1.400

Carteira	9	Carteira	10	Carteira	11	Carteira	12
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	6	Resultados:	10	Resultados:	73	Resultados:	9
Porcent.:	0,60%	Porcent.:	1,00%	Porcent.:	7,30%	Porcent.:	0,90%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	9.971,29	RAR 99%:	10.120,57	RAR 99%:	10.137,13	RAR 99%:	10.143,97
RAR 95%:	10.076,51	RAR 95%:	10.201,50	RAR 95%:	10.210,31	RAR 95%:	10.212,69
RAR 90%:	10.115,70	RAR 90%:	10.253,45	RAR 90%:	10.252,82	RAR 90%:	10.267,21
R. Esp.:	10.264,66	R. Esp.:	10.414,52	R. Esp.:	10.425,73	R. Esp.:	10.433,90
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	900	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	-	ACR4	900	ACR4	900	ACR4	700
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	-	ACL3	50	ACL3	-
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	300	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	500	2006	500	2006	300
2007	-	2007	900	2007	900	2007	700
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	-	2010	-	2010	-
2011	150	2011	200	2011	150	2011	200
2012	150	2012	150	2012	150	2012	200
2013	150	2013	150	2013	150	2013	200
2014	500	2014	150	2014	200	2014	200
2015	1.400	2015	500	2015	500	2015	500
2016	1.400	2016	1.400	2016	1.400	2016	1.200

Carteira	13	Carteira	14	Carteira	15	Carteira	16
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	10	Resultados:	237	Resultados:	8	Resultados:	4
Porcent.:	1,00%	Porcent.:	23,70%	Porcent.:	0,80%	Porcent.:	0,40%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.109,29	RAR 99%:	10.137,35	RAR 99%:	9.965,85	RAR 99%:	10.094,09
RAR 95%:	10.200,38	RAR 95%:	10.254,64	RAR 95%:	10.057,36	RAR 95%:	10.173,52
RAR 90%:	10.247,54	RAR 90%:	10.289,93	RAR 90%:	10.100,75	RAR 90%:	10.211,24
R. Esp.:	10.400,21	R. Esp.:	10.452,86	R. Esp.:	10.255,93	R. Esp.:	10.379,42
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	900	ACR3	-
ACR4	700	ACR4	700	ACR4	-	ACR4	900
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	400	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	50	ACL3	350
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	400
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	-	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	300	2006	300	2006	500	2006	500
2007	700	2007	700	2007	-	2007	900
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	-	2010	300
2011	500	2011	150	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150	2013	150
2014	150	2014	500	2014	200	2014	100
2015	500	2015	500	2015	1.400	2015	100
2016	1.200	2016	1.200	2016	1.400	2016	1.000

Carteira	17	Carteira	18	Carteira	19	Carteira	20
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	21	Resultados:	11	Resultados:	109
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	2,10%	Porcent.:	1,10%	Porcent.:	10,90%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.020,95	RAR 99%:	10.030,42	RAR 99%:	10.131,50	RAR 99%:	10.127,21
RAR 95%:	10.091,54	RAR 95%:	10.106,78	RAR 95%:	10.221,39	RAR 95%:	10.225,65
RAR 90%:	10.142,27	RAR 90%:	10.158,21	RAR 90%:	10.270,19	RAR 90%:	10.266,50
R. Esp.:	10.302,95	R. Esp.:	10.321,20	R. Esp.:	10.434,95	R. Esp.:	10.436,94
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	700	ACR3	700	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	-	ACR4	-	ACR4	700	ACR4	700
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	-	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	300	2006	300	2006	300	2006	300
2007	-	2007	-	2007	700	2007	700
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	-	2010	-
2011	200	2011	150	2011	200	2011	150
2012	200	2012	150	2012	150	2012	150
2013	200	2013	150	2013	150	2013	150
2014	200	2014	500	2014	150	2014	200
2015	1.200	2015	1.200	2015	500	2015	500
2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	21	Carteira	22	Carteira	23	Carteira	24
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	2	Resultados:	3	Resultados:	24	Resultados:	1
Porcent.:	0,20%	Porcent.:	0,30%	Porcent.:	2,40%	Porcent.:	0,10%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.113,23	RAR 99%:	10.101,76	RAR 99%:	10.156,68	RAR 99%:	10.014,72
RAR 95%:	10.192,50	RAR 95%:	10.165,93	RAR 95%:	10.226,50	RAR 95%:	10.104,23
RAR 90%:	10.246,98	RAR 90%:	10.203,42	RAR 90%:	10.265,61	RAR 90%:	10.137,20
R. Esp.:	10.416,66	R. Esp.:	10.328,25	R. Esp.:	10.388,45	R. Esp.:	10.255,04
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	500	ACR2	500	ACR2	500
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400
ACR4	900	ACR4	400	ACR4	400	ACR4	-
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	-	ACL3	350	ACL3	-
ACL4	100	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	350	ACL7	-	ACL7	350
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	-	2006	-	2006	-
2007	900	2007	400	2007	400	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	300	2010	300
2011	150	2011	500	2011	150	2011	500
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150	2013	150
2014	100	2014	650	2014	1.000	2014	650
2015	400	2015	1.000	2015	1.000	2015	1.400
2016	1.300	2016	1.400	2016	1.400	2016	1.400

Carteira	25	Carteira	26	Carteira	27	Carteira	28
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	6	Resultados:	2	Resultados:	13	Resultados:	4
Porcent.:	0,60%	Porcent.:	0,20%	Porcent.:	1,30%	Porcent.:	0,40%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.080,09	RAR 99%:	10.026,78	RAR 99%:	10.036,82	RAR 99%:	10.096,34
RAR 95%:	10.154,94	RAR 95%:	10.110,83	RAR 95%:	10.106,81	RAR 95%:	10.180,92
RAR 90%:	10.189,66	RAR 90%:	10.145,55	RAR 90%:	10.144,70	RAR 90%:	10.230,56
R. Esp.:	10.307,33	R. Esp.:	10.302,56	R. Esp.:	10.312,79	R. Esp.:	10.386,99
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	500	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	400	ACR3	700	ACR3	700	ACR3	-
ACR4	-	ACR4	-	ACR4	-	ACR4	700
ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	-	ACL3	50	ACL3	350
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	400
ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	300	ACL9	300	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	-	2006	300	2006	300	2006	300
2007	-	2007	-	2007	-	2007	700
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	-	2010	-	2010	300
2011	150	2011	200	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150	2013	150
2014	1.000	2014	150	2014	200	2014	100
2015	1.400	2015	1.200	2015	1.200	2015	100
2016	1.400	2016	1.200	2016	1.200	2016	800

Carteira	29	Carteira	30	Carteira	31	Carteira	32
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	5	Resultados:	1	Resultados:	2
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,50%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,20%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.107,30	RAR 99%:	10.154,27	RAR 99%:	10.055,89	RAR 99%:	10.121,80
RAR 95%:	10.176,85	RAR 95%:	10.227,45	RAR 95%:	10.113,79	RAR 95%:	10.191,84
RAR 90%:	10.204,34	RAR 90%:	10.260,64	RAR 90%:	10.154,28	RAR 90%:	10.227,57
R. Esp.:	10.345,53	R. Esp.:	10.388,68	R. Esp.:	10.278,10	R. Esp.:	10.364,91
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	300	ACR1	300	ACR1	300	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	500
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	600	ACR3	-
ACR4	600	ACR4	600	ACR4	-	ACR4	400
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	350	ACL3	-
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	50
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	-	2005	-	2005	-	2005	300
2006	200	2006	200	2006	200	2006	-
2007	600	2007	600	2007	-	2007	400
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	300	2010	-
2011	500	2011	150	2011	150	2011	200
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	450	2013	450	2013	450	2013	150
2014	450	2014	800	2014	800	2014	650
2015	800	2015	800	2015	1.400	2015	1.000
2016	1.400	2016	1.400	2016	1.400	2016	1.400

Carteira	33	Carteira	34	Carteira	35	Carteira	36
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	15	Resultados:	5	Resultados:	1	Resultados:	1
Porcent.:	1,50%	Porcent.:	0,50%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,10%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.131,30	RAR 99%:	10.071,06	RAR 99%:	10.133,72	RAR 99%:	9.868,16
RAR 95%:	10.207,44	RAR 95%:	10.135,49	RAR 95%:	10.220,79	RAR 95%:	9.979,39
RAR 90%:	10.245,16	RAR 90%:	10.173,50	RAR 90%:	10.252,00	RAR 90%:	10.028,92
R. Esp.:	10.372,89	R. Esp.:	10.297,39	R. Esp.:	10.422,76	R. Esp.:	10.239,14
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	500	ACR2	500	ACR2	-	ACR2	300
ACR3	-	ACR3	400	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	400	ACR4	-	ACR4	700	ACR4	-
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	600	ACR5	1.000
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	50	ACL3	50	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	100	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	300	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	-	2006	-	2006	300	2006	-
2007	400	2007	-	2007	700	2007	400
2008	-	2008	-	2008	-	2008	400
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	-	2010	-	2010	-
2011	150	2011	150	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150	2013	150
2014	700	2014	700	2014	100	2014	500
2015	1.000	2015	1.400	2015	400	2015	800
2016	1.400	2016	1.400	2016	1.100	2016	800

Carteira	37	Carteira	38	Carteira	39	Carteira	40
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	2	Resultados:	7	Resultados:	63	Resultados:	19
Porcent.:	0,20%	Porcent.:	0,70%	Porcent.:	6,30%	Porcent.:	1,90%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.141,81	RAR 99%:	10.140,06	RAR 99%:	10.195,28	RAR 99%:	10.098,31
RAR 95%:	10.203,99	RAR 95%:	10.197,58	RAR 95%:	10.247,89	RAR 95%:	10.169,49
RAR 90%:	10.241,85	RAR 90%:	10.237,47	RAR 90%:	10.285,62	RAR 90%:	10.203,95
R. Esp.:	10.377,88	R. Esp.:	10.372,09	R. Esp.:	10.421,09	R. Esp.:	10.346,15
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	300	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	300	ACR2	300	ACR2	300
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400
ACR4	600	ACR4	400	ACR4	400	ACR4	-
ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	-	ACL3	350	ACL3	350
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	-	2005	300	2005	300	2005	300
2006	200	2006	-	2006	-	2006	-
2007	600	2007	400	2007	400	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	300	2010	300
2011	150	2011	500	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	450	2013	150	2013	150	2013	150
2014	500	2014	450	2014	800	2014	800
2015	800	2015	800	2015	800	2015	1.200
2016	1.400	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	41	Carteira	42	Carteira	43	Carteira	44
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	3	Resultados:	22	Resultados:	6
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,30%	Porcent.:	2,20%	Porcent.:	0,60%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.088,45	RAR 99%:	10.118,12	RAR 99%:	10.136,90	RAR 99%:	10.079,31
RAR 95%:	10.159,84	RAR 95%:	10.189,23	RAR 95%:	10.224,35	RAR 95%:	10.161,53
RAR 90%:	10.191,49	RAR 90%:	10.219,96	RAR 90%:	10.262,55	RAR 90%:	10.204,45
R. Esp.:	10.321,78	R. Esp.:	10.356,72	R. Esp.:	10.402,07	R. Esp.:	10.334,85
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	300	ACR1	300	ACR1	300
ACR2	500	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400
ACR4	400	ACR4	400	ACR4	400	ACR4	-
ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	-	ACL3	350	ACL3	350
ACL4	400	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	-	2005	-	2005	-
2006	-	2006	-	2006	-	2006	-
2007	400	2007	400	2007	400	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	300	2010	300
2011	150	2011	500	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	450	2013	450	2013	450
2014	600	2014	450	2014	800	2014	800
2015	600	2015	800	2015	800	2015	1.200
2016	1.000	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	45	Carteira	46	Carteira	47	Carteira	48
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	40	Resultados:	2	Resultados:	2	Resultados:	11
Porcent.:	4,00%	Porcent.:	0,20%	Porcent.:	0,20%	Porcent.:	1,10%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.156,22	RAR 99%:	10.172,87	RAR 99%:	10.057,52	RAR 99%:	10.071,71
RAR 95%:	10.227,56	RAR 95%:	10.231,91	RAR 95%:	10.141,30	RAR 95%:	10.151,77
RAR 90%:	10.260,65	RAR 90%:	10.261,93	RAR 90%:	10.179,71	RAR 90%:	10.180,82
R. Esp.:	10.408,66	R. Esp.:	10.372,40	R. Esp.:	10.323,39	R. Esp.:	10.334,09
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	300	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	300	ACR2	200	ACR2	300	ACR2	300
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400	ACR3	400
ACR4	400	ACR4	400	ACR4	-	ACR4	-
ACR5	600	ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	350	ACL3	-	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	-	2005	300	2005	300
2006	-	2006	-	2006	-	2006	-
2007	400	2007	400	2007	-	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	-	2010	-
2011	150	2011	150	2011	200	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	450	2013	150	2013	150
2014	500	2014	1.000	2014	450	2014	500
2015	800	2015	1.000	2015	1.200	2015	1.200
2016	1.200	2016	1.400	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	49	Carteira	50	Carteira	51	Carteira	52
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	7	Resultados:	1	Resultados:	5
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,70%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,50%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.112,56	RAR 99%:	10.134,14	RAR 99%:	10.066,93	RAR 99%:	10.048,82
RAR 95%:	10.197,12	RAR 95%:	10.205,62	RAR 95%:	10.128,58	RAR 95%:	10.133,06
RAR 90%:	10.245,76	RAR 90%:	10.244,28	RAR 90%:	10.164,89	RAR 90%:	10.182,72
R. Esp.:	10.389,89	R. Esp.:	10.395,24	R. Esp.:	10.306,39	R. Esp.:	10.319,16
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	300	ACR1	300	ACR1	300	ACR1	300
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400	ACR3	400
ACR4	400	ACR4	400	ACR4	-	ACR4	-
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	50	ACL3	-	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	50	ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	300	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	-	2005	-	2005	-	2005	-
2006	-	2006	-	2006	-	2006	-
2007	400	2007	400	2007	-	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	-	2010	-	2010	-
2011	200	2011	150	2011	200	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	450	2013	450	2013	450	2013	450
2014	450	2014	500	2014	450	2014	500
2015	800	2015	800	2015	1.200	2015	1.200
2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	53	Carteira	54	Carteira	55
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	3	Resultados:	1	Resultados:	1
Porcent.:	0,30%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,10%
	R\$ (10 ⁶)		R\$ (10 ⁶)		R\$ (10 ⁶)
RAR 99%:	10.087,67	RAR 99%:	9.985,34	RAR 99%:	10.132,70
RAR 95%:	10.175,56	RAR 95%:	10.089,55	RAR 95%:	10.202,36
RAR 90%:	10.214,90	RAR 90%:	10.134,72	RAR 90%:	10.239,69
R. Esp.:	10.360,87	R. Esp.:	10.277,16	R. Esp.:	10.387,44
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	300	ACR2	300	ACR2	300
ACR3	-	ACR3	400	ACR3	-
ACR4	400	ACR4	-	ACR4	400
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	350	ACL3	50
ACL4	400	ACL4	400	ACL4	100
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300
2006	-	2006	-	2006	-
2007	400	2007	-	2007	400
2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	-
2011	150	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150
2014	400	2014	400	2014	400
2015	400	2015	800	2015	700
2016	800	2016	800	2016	1.100

A.2 Caso n° 2

Carteira	1	Carteira	2	Carteira	3	Carteira	4
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	581	Resultados:	326	Resultados:	8	Resultados:	8
Porcent.:	58,10%	Porcent.:	32,60%	Porcent.:	0,80%	Porcent.:	0,80%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	9.835,61	RAR 99%:	9.894,98	RAR 99%:	9.900,46	RAR 99%:	9.897,54
RAR 95%:	9.941,94	RAR 95%:	9.981,06	RAR 95%:	9.969,96	RAR 95%:	9.968,26
RAR 90%:	10.004,09	RAR 90%:	10.031,08	RAR 90%:	10.028,86	RAR 90%:	10.003,66
R. Esp.:	10.183,84	R. Esp.:	10.172,28	R. Esp.:	10.189,59	R. Esp.:	10.147,32
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	100	ACR1	100	ACR1	100	ACR1	100
ACR2	100	ACR2	100	ACR2	100	ACR2	100
ACR3	100	ACR3	100	ACR3	200	ACR3	200
ACR4	100	ACR4	400	ACR4	100	ACR4	300
ACR5	900	ACR5	600	ACR5	800	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	350	ACL3	350	ACL3	100
ACL4	400	ACL4	400	ACL4	400	ACL4	400
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	200	2005	200	2005	200	2005	200
2006	100	2006	100	2006	100	2006	100
2007	300	2007	300	2007	300	2007	300
2008	300	2008	-	2008	200	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	300	2010	300
2011	150	2011	150	2011	150	2011	400
2012	150	2012	150	2012	150	2012	400
2013	250	2013	250	2013	250	2013	500
2014	300	2014	300	2014	300	2014	300
2015	400	2015	400	2015	500	2015	500
2016	500	2016	500	2016	500	2016	500

Carteira	5	Carteira	6	Carteira	7	Carteira	8
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	28	Resultados:	29	Resultados:	8	Resultados:	2
Porcent.:	2,80%	Porcent.:	2,90%	Porcent.:	0,80%	Porcent.:	0,20%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	9.902,32	RAR 99%:	9.923,64	RAR 99%:	9.885,62	RAR 99%:	9.927,38
RAR 95%:	9.991,32	RAR 95%:	10.000,11	RAR 95%:	9.987,37	RAR 95%:	10.008,45
RAR 90%:	10.041,41	RAR 90%:	10.036,91	RAR 90%:	10.029,68	RAR 90%:	10.044,51
R. Esp.:	10.195,28	R. Esp.:	10.179,41	R. Esp.:	10.185,09	R. Esp.:	10.182,55
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	100	ACR1	100	ACR1	200	ACR1	200
ACR2	200	ACR2	200	ACR2	100	ACR2	100
ACR3	100	ACR3	100	ACR3	100	ACR3	100
ACR4	100	ACR4	300	ACR4	100	ACR4	300
ACR5	800	ACR5	600	ACR5	800	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	350	ACL3	350	ACL3	350
ACL4	400	ACL4	400	ACL4	400	ACL4	400
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	200	2005	200	2005	100	2005	100
2006	-	2006	-	2006	-	2006	-
2007	300	2007	300	2007	300	2007	300
2008	200	2008	-	2008	200	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	300	2010	300
2011	150	2011	150	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	250	2013	250	2013	350	2013	350
2014	400	2014	400	2014	400	2014	400
2015	500	2015	500	2015	500	2015	500
2016	500	2016	500	2016	500	2016	500

Carteira	9	Carteira	10
Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	6	Resultados:	4
Porcent.:	0,60%	Porcent.:	0,40%
	R\$ (10 ⁶)		R\$ (10 ⁶)
RAR 99%:	9.809,41	RAR 99%:	9.855,67
RAR 95%:	9.927,60	RAR 95%:	9.943,82
RAR 90%:	9.981,73	RAR 90%:	9.985,60
R. Esp.:	10.156,22	R. Esp.:	10.127,62
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	100	ACR1	100
ACR2	100	ACR2	100
ACR3	100	ACR3	100
ACR4	100	ACR4	400
ACR5	900	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-
ACL3	250	ACL3	250
ACL4	300	ACL4	300
ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-
ACL9	100	ACL9	100
ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot
2005	200	2005	200
2006	100	2006	100
2007	300	2007	300
2008	300	2008	-
2009	-	2009	-
2010	200	2010	200
2011	150	2011	150
2012	150	2012	150
2013	250	2013	250
2014	300	2014	300
2015	500	2015	500
2016	500	2016	500

A.3 Caso n° 3

Carteira	1	Carteira	2	Carteira	3	Carteira	4
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	3	Resultados:	2	Resultados:	8
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,30%	Porcent.:	0,20%	Porcent.:	0,80%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.101,82	RAR 99%:	9.740,50	RAR 99%:	10.120,95	RAR 99%:	10.119,81
RAR 95%:	10.202,21	RAR 95%:	9.843,46	RAR 95%:	10.211,39	RAR 95%:	10.184,74
RAR 90%:	10.241,27	RAR 90%:	9.910,18	RAR 90%:	10.261,18	RAR 90%:	10.249,02
R. Esp.:	10.401,10	R. Esp.:	10.158,43	R. Esp.:	10.416,94	R. Esp.:	10.420,78
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	900	ACR4	-	ACR4	700	ACR4	900
ACR5	400	ACR5	1.300	ACR5	600	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	-	ACL3	-
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	300	2006	300	2006	500
2007	900	2007	700	2007	700	2007	900
2008	-	2008	700	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	300	2010	-
2011	500	2011	150	2011	500	2011	200
2012	500	2012	150	2012	500	2012	200
2013	500	2013	150	2013	500	2013	200
2014	500	2014	500	2014	500	2014	200
2015	500	2015	500	2015	500	2015	500
2016	1.400	2016	500	2016	1.200	2016	1.400

Carteira	5	Carteira	6	Carteira	7	Carteira	8
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	11	Resultados:	192	Resultados:	8	Resultados:	7
Porcent.:	1,10%	Porcent.:	19,20%	Porcent.:	0,80%	Porcent.:	0,70%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.092,80	RAR 99%:	10.122,27	RAR 99%:	9.992,95	RAR 99%:	10.131,94
RAR 95%:	10.192,93	RAR 95%:	10.240,67	RAR 95%:	10.073,80	RAR 95%:	10.215,22
RAR 90%:	10.231,76	RAR 90%:	10.286,92	RAR 90%:	10.120,16	RAR 90%:	10.255,31
R. Esp.:	10.396,93	R. Esp.:	10.442,17	R. Esp.:	10.266,78	R. Esp.:	10.418,61
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	900	ACR3	-
ACR4	900	ACR4	900	ACR4	-	ACR4	900
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	350	ACL3	-
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	50
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	500	2006	500	2006	500
2007	900	2007	900	2007	-	2007	900
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	300	2010	-
2011	500	2011	150	2011	150	2011	200
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150	2013	150
2014	150	2014	500	2014	500	2014	150
2015	500	2015	500	2015	1.400	2015	500
2016	1.400	2016	1.400	2016	1.400	2016	1.400

Carteira	9	Carteira	10	Carteira	11	Carteira	12
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	106	Resultados:	1	Resultados:	14
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	10,60%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	1,40%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.078,29	RAR 99%:	10.110,91	RAR 99%:	10.123,91	RAR 99%:	10.131,94
RAR 95%:	10.171,67	RAR 95%:	10.201,06	RAR 95%:	10.192,20	RAR 95%:	10.218,73
RAR 90%:	10.217,43	RAR 90%:	10.240,71	RAR 90%:	10.225,76	RAR 90%:	10.271,69
R. Esp.:	10.384,78	R. Esp.:	10.422,42	R. Esp.:	10.344,28	R. Esp.:	10.437,67
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	500	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	900	ACR4	900	ACR4	400	ACR4	700
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	50	ACL3	-	ACL3	-
ACL4	50	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	300	ACL9	-	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	500	2006	-	2006	300
2007	900	2007	900	2007	400	2007	700
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	-	2010	300	2010	-
2011	500	2011	150	2011	500	2011	200
2012	150	2012	150	2012	500	2012	200
2013	150	2013	150	2013	500	2013	200
2014	100	2014	200	2014	1.000	2014	200
2015	450	2015	500	2015	1.000	2015	500
2016	1.350	2016	1.400	2016	1.400	2016	1.200

Carteira	13	Carteira	14	Carteira	15	Carteira	16
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	9	Resultados:	228	Resultados:	1	Resultados:	5
Porcent.:	0,90%	Porcent.:	22,80%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,50%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.094,49	RAR 99%:	10.161,71	RAR 99%:	9.983,54	RAR 99%:	10.054,72
RAR 95%:	10.191,83	RAR 95%:	10.264,39	RAR 95%:	10.060,90	RAR 95%:	10.150,14
RAR 90%:	10.236,30	RAR 90%:	10.303,03	RAR 90%:	10.103,03	RAR 90%:	10.203,53
R. Esp.:	10.407,43	R. Esp.:	10.458,18	R. Esp.:	10.262,83	R. Esp.:	10.373,15
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	900	ACR3	-
ACR4	700	ACR4	700	ACR4	-	ACR4	900
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	400	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	50	ACL3	350
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	400
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	-	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	350	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	300	2006	300	2006	500	2006	500
2007	700	2007	700	2007	-	2007	900
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	-	2010	300
2011	500	2011	150	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150	2013	150
2014	150	2014	500	2014	200	2014	100
2015	500	2015	500	2015	1.400	2015	100
2016	1.200	2016	1.200	2016	1.400	2016	1.000

Carteira	17	Carteira	18	Carteira	19	Carteira	20
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	16	Resultados:	15	Resultados:	142
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	1,60%	Porcent.:	1,50%	Porcent.:	14,20%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.014,74	RAR 99%:	10.020,30	RAR 99%:	10.142,89	RAR 99%:	10.154,96
RAR 95%:	10.104,05	RAR 95%:	10.121,09	RAR 95%:	10.216,74	RAR 95%:	10.233,35
RAR 90%:	10.147,33	RAR 90%:	10.162,61	RAR 90%:	10.257,39	RAR 90%:	10.275,23
R. Esp.:	10.300,49	R. Esp.:	10.321,53	R. Esp.:	10.431,58	R. Esp.:	10.442,08
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	700	ACR3	700	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	-	ACR4	-	ACR4	700	ACR4	700
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	-	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	300	2006	300	2006	300	2006	300
2007	-	2007	-	2007	700	2007	700
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	-	2010	-
2011	200	2011	150	2011	200	2011	150
2012	200	2012	150	2012	150	2012	150
2013	200	2013	150	2013	150	2013	150
2014	200	2014	500	2014	150	2014	200
2015	1.200	2015	1.200	2015	500	2015	500
2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	21	Carteira	22	Carteira	23	Carteira	24
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	6	Resultados:	1	Resultados:	1	Resultados:	2
Porcent.:	0,60%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,20%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.120,52	RAR 99%:	10.148,12	RAR 99%:	10.059,02	RAR 99%:	10.125,03
RAR 95%:	10.203,43	RAR 95%:	10.218,06	RAR 95%:	10.131,35	RAR 95%:	10.172,04
RAR 90%:	10.251,59	RAR 90%:	10.249,09	RAR 90%:	10.168,22	RAR 90%:	10.206,93
R. Esp.:	10.414,42	R. Esp.:	10.384,36	R. Esp.:	10.305,87	R. Esp.:	10.334,13
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	300	ACR2	300	ACR2	500
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400	ACR3	-
ACR4	900	ACR4	400	ACR4	-	ACR4	400
ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	-	ACL3	-	ACL3	-
ACL4	100	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	350
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	500	2006	-	2006	-	2006	-
2007	900	2007	400	2007	-	2007	400
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	300	2010	300
2011	150	2011	500	2011	500	2011	500
2012	150	2012	500	2012	500	2012	150
2013	150	2013	500	2013	500	2013	150
2014	100	2014	800	2014	800	2014	650
2015	400	2015	800	2015	1.200	2015	1.000
2016	1.300	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.400

Carteira	25	Carteira	26	Carteira	27	Carteira	28
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	21	Resultados:	1	Resultados:	8	Resultados:	7
Porcent.:	2,10%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,80%	Porcent.:	0,70%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.158,42	RAR 99%:	10.081,88	RAR 99%:	10.030,65	RAR 99%:	10.073,60
RAR 95%:	10.230,08	RAR 95%:	10.157,37	RAR 95%:	10.101,08	RAR 95%:	10.180,23
RAR 90%:	10.260,76	RAR 90%:	10.189,94	RAR 90%:	10.143,67	RAR 90%:	10.222,03
R. Esp.:	10.383,88	R. Esp.:	10.310,06	R. Esp.:	10.306,44	R. Esp.:	10.384,74
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	500	ACR2	500	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	-	ACR3	400	ACR3	700	ACR3	-
ACR4	400	ACR4	-	ACR4	-	ACR4	700
ACR5	400	ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	350	ACL3	50	ACL3	350
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	400
ACL5	-	ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	300	2005	300	2005	300
2006	-	2006	-	2006	300	2006	300
2007	400	2007	-	2007	-	2007	700
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	-	2010	300
2011	150	2011	150	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	150	2013	150	2013	150
2014	1.000	2014	1.000	2014	200	2014	100
2015	1.000	2015	1.400	2015	1.200	2015	100
2016	1.400	2016	1.400	2016	1.200	2016	800

Carteira	29	Carteira	30	Carteira	31	Carteira	32
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	1	Resultados:	1	Resultados:	3	Resultados:	9
Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,30%	Porcent.:	0,90%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	9.873,73	RAR 99%:	10.140,12	RAR 99%:	10.122,80	RAR 99%:	10.148,81
RAR 95%:	9.953,20	RAR 95%:	10.217,11	RAR 95%:	10.196,67	RAR 95%:	10.208,55
RAR 90%:	10.006,08	RAR 90%:	10.259,46	RAR 90%:	10.235,99	RAR 90%:	10.240,27
R. Esp.:	10.197,49	R. Esp.:	10.393,85	R. Esp.:	10.366,75	R. Esp.:	10.372,03
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	300	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	300	ACR2	-	ACR2	500	ACR2	500
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	-	ACR4	600	ACR4	400	ACR4	400
ACR5	1.000	ACR5	400	ACR5	400	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	350	ACL3	-	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	-	ACL5	-	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	350	ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	-	2005	300	2005	300
2006	-	2006	200	2006	-	2006	-
2007	400	2007	600	2007	400	2007	400
2008	400	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	300	2010	-	2010	-
2011	500	2011	150	2011	200	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	450	2013	150	2013	150
2014	450	2014	800	2014	650	2014	700
2015	800	2015	800	2015	1.000	2015	1.000
2016	800	2016	1.400	2016	1.400	2016	1.400

Carteira	33	Carteira	34	Carteira	35	Carteira	36
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	2	Resultados:	2	Resultados:	1	Resultados:	56
Porcent.:	0,20%	Porcent.:	0,20%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	5,60%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.119,64	RAR 99%:	10.141,33	RAR 99%:	10.124,41	RAR 99%:	10.168,12
RAR 95%:	10.216,69	RAR 95%:	10.206,29	RAR 95%:	10.190,40	RAR 95%:	10.236,64
RAR 90%:	10.260,68	RAR 90%:	10.245,34	RAR 90%:	10.233,03	RAR 90%:	10.281,27
R. Esp.:	10.425,62	R. Esp.:	10.382,07	R. Esp.:	10.375,04	R. Esp.:	10.422,07
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	300	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	300	ACR2	300
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	-
ACR4	700	ACR4	600	ACR4	400	ACR4	400
ACR5	600	ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	50	ACL3	-	ACL3	350
ACL4	100	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	350	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	300	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	-	2005	300	2005	300
2006	300	2006	200	2006	-	2006	-
2007	700	2007	600	2007	400	2007	400
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	-	2010	300	2010	300
2011	150	2011	150	2011	500	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	450	2013	150	2013	150
2014	100	2014	500	2014	450	2014	800
2015	400	2015	800	2015	800	2015	800
2016	1.100	2016	1.400	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	37	Carteira	38	Carteira	39	Carteira	40
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	12	Resultados:	2	Resultados:	17	Resultados:	3
Porcent.:	1,20%	Porcent.:	0,20%	Porcent.:	1,70%	Porcent.:	0,30%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.108,23	RAR 99%:	10.111,31	RAR 99%:	10.154,73	RAR 99%:	10.090,42
RAR 95%:	10.168,71	RAR 95%:	10.204,19	RAR 95%:	10.231,73	RAR 95%:	10.155,45
RAR 90%:	10.213,24	RAR 90%:	10.245,44	RAR 90%:	10.269,14	RAR 90%:	10.191,22
R. Esp.:	10.345,08	R. Esp.:	10.385,75	R. Esp.:	10.409,65	R. Esp.:	10.327,56
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	300	ACR1	300	ACR1	300
ACR2	300	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-
ACR3	400	ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400
ACR4	-	ACR4	400	ACR4	400	ACR4	-
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	350	ACL3	-	ACL3	350	ACL3	350
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	-	ACL9	300	ACL9	-	ACL9	-
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	-	2005	-	2005	-
2006	-	2006	-	2006	-	2006	-
2007	-	2007	400	2007	400	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	300	2010	-	2010	300	2010	300
2011	150	2011	200	2011	150	2011	150
2012	150	2012	200	2012	150	2012	150
2013	150	2013	500	2013	450	2013	450
2014	800	2014	500	2014	800	2014	800
2015	1.200	2015	800	2015	800	2015	1.200
2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	41	Carteira	42	Carteira	43	Carteira	44
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	43	Resultados:	2	Resultados:	1	Resultados:	6
Porcent.:	4,30%	Porcent.:	0,20%	Porcent.:	0,10%	Porcent.:	0,60%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.139,50	RAR 99%:	10.094,63	RAR 99%:	10.044,20	RAR 99%:	10.075,80
RAR 95%:	10.225,00	RAR 95%:	10.150,85	RAR 95%:	10.140,75	RAR 95%:	10.161,48
RAR 90%:	10.267,41	RAR 90%:	10.181,48	RAR 90%:	10.182,46	RAR 90%:	10.188,85
R. Esp.:	10.407,69	R. Esp.:	10.295,02	R. Esp.:	10.329,18	R. Esp.:	10.330,09
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	-	ACR1	300	ACR1	-	ACR1	-
ACR2	300	ACR2	200	ACR2	300	ACR2	300
ACR3	-	ACR3	400	ACR3	400	ACR3	400
ACR4	400	ACR4	-	ACR4	-	ACR4	-
ACR5	600	ACR5	400	ACR5	600	ACR5	600
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	50	ACL3	350	ACL3	-	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	-	ACL5	200	ACL5	200
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	-	ACL7	-	ACL7	50	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	-	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	300	2005	-	2005	300	2005	300
2006	-	2006	-	2006	-	2006	-
2007	400	2007	-	2007	-	2007	-
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	300	2010	-	2010	-
2011	150	2011	150	2011	200	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	150	2013	450	2013	150	2013	150
2014	500	2014	1.000	2014	450	2014	500
2015	800	2015	1.400	2015	1.200	2015	1.200
2016	1.200	2016	1.400	2016	1.200	2016	1.200

Carteira	45	Carteira	46	Carteira	47	Carteira	48
Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000	Simulações:	1000
Resultados:	2	Resultados:	14	Resultados:	4	Resultados:	1
Porcent.:	0,20%	Porcent.:	1,40%	Porcent.:	0,40%	Porcent.:	0,10%
	R\$ (10 ⁶)						
RAR 99%:	10.111,35	RAR 99%:	10.138,37	RAR 99%:	10.053,19	RAR 99%:	10.136,43
RAR 95%:	10.182,63	RAR 95%:	10.204,84	RAR 95%:	10.134,93	RAR 95%:	10.206,13
RAR 90%:	10.237,98	RAR 90%:	10.240,96	RAR 90%:	10.170,32	RAR 90%:	10.239,87
R. Esp.:	10.383,62	R. Esp.:	10.388,59	R. Esp.:	10.317,32	R. Esp.:	10.360,02
Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed	Contrato:	MWmed
ACR1	300	ACR1	300	ACR1	300	ACR1	300
ACR2	-	ACR2	-	ACR2	-	ACR2	200
ACR3	-	ACR3	-	ACR3	400	ACR3	-
ACR4	400	ACR4	400	ACR4	-	ACR4	400
ACR5	600	ACR5	600	ACR5	600	ACR5	400
ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-	ACL1	-
ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-	ACL2	-
ACL3	-	ACL3	50	ACL3	50	ACL3	50
ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-	ACL4	-
ACL5	200	ACL5	200	ACL5	200	ACL5	-
ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-	ACL6	-
ACL7	50	ACL7	-	ACL7	-	ACL7	-
ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-	ACL8	-
ACL9	300	ACL9	300	ACL9	300	ACL9	300
ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-	ACL10	-
ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200	ACL11	200
ano	spot	ano	spot	ano	spot	ano	spot
2005	-	2005	-	2005	-	2005	-
2006	-	2006	-	2006	-	2006	-
2007	400	2007	400	2007	-	2007	400
2008	-	2008	-	2008	-	2008	-
2009	-	2009	-	2009	-	2009	-
2010	-	2010	-	2010	-	2010	-
2011	200	2011	150	2011	150	2011	150
2012	150	2012	150	2012	150	2012	150
2013	450	2013	450	2013	450	2013	450
2014	450	2014	500	2014	500	2014	700
2015	800	2015	800	2015	1.200	2015	1.000
2016	1.200	2016	1.200	2016	1.200	2016	1.400