

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DOS RISCOS DE UMA DISTRIBUIDORA
ASSOCIADOS À COMPRA E VENDA DE ENERGIA NO
NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO**

MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO

ORIENTADOR: FERNANDO MONTEIRO DE FIGUEIREDO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: ENE.DM – 198/04

BRASÍLIA -DF, SETEMBRO DE 2004

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DOS RISCOS DE UMA DISTRIBUIDORA ASSOCIADOS À
COMPRA E VENDA DE ENERGIA NO NOVO MODELO DO SETOR
ELÉTRICO.**

MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.**

APROVADA POR:

**Prof. Fernando Monteiro de Figueiredo, Doutor (ENE/UnB)
(Orientador)**

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Examinador Interno)**

**Prof. Nelson Kagan, Doutor (PEA/USP)
(Examinador Externo)**

BRASÍLIA -DF, 02 SETEMBRO DE 2004

FICHA CATALOGRÁFICA

CASTRO, MARCO AURÉLIO LENZI

Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. [Distrito Federal] 2004.

xix, 136p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2004).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Análise de Riscos

3. Contratação de Energia

I. ENE/FT/UnB

2. Simulação de Monte Carlo

3. Novo Modelo do Setor Elétrico

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CASTRO, M.A.L. (2004). Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação ENE.DM - 198/04, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 136p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Marco Aurélio Lenzi Castro.

TÍTULO: Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico.

GRAU: Mestre

ANO: 2004

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Marco Aurélio Lenzi Castro
SQSW 504 Bloco K apto 204, Sudoeste.
70.673-511 Brasília – DF – Brasil.

Aos meus avós maternos, Alcides e Adelaide,
Aos meus avós paternos, Geraldo e Margarida,
Aos meus pais, Marcius e Marilda,
À minha irmã, Juliana,
À minha sobrinha, Nathalia, e
À minha amada esposa, Ana Lorena

AGRADECIMENTOS

Ao amigo e Professor Fernando Monteiro de Figueiredo pelo excelente trabalho de orientação e por seu incentivo em todas as fases deste trabalho.

Aos colegas da ANEEL, pelo auxílio na pesquisa bibliográfica e na compreensão da regulamentação do setor elétrico.

Aos meus pais, Marcius e Marilda, por todos os esforços e sacrifícios realizados em prol da educação dos filhos.

À família Campos Dutra, pela carinhosa acolhida e ajuda nos momentos importantes.

À minha esposa Ana Lorena, por seu apoio incondicional, pelo suporte emocional e pela compreensão na etapa final deste trabalho.

RESUMO

Em meados da década de 90, o Governo Federal iniciou o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, com vistas à introdução de competição na geração e comercialização de energia, o que seria atingido com a desverticalização e privatização das empresas, mantendo o monopólio natural na transmissão e distribuição.

Contudo, o modelo proposto não conseguiu reverter a falta de investimentos ao longo dos anos no setor e, associando-se ao crescimento do consumo a uma matriz energética predominantemente hidráulica, com um regime hidrológico desfavorável, culminou no racionamento de energia que o país enfrentou em 2001 e 2002.

Com a publicação das Leis nº 10.847 e nº 10.848, em março de 2004, o governo estabeleceu as diretrizes para construção de outro modelo para o setor elétrico, buscando a segurança no suprimento, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

Segundo as novas regras, as distribuidoras deverão atender a 100% do seu mercado, mediante contratação regulada e aquisição da energia por meio de leilões, além de serem obrigadas a prever seus mercados com antecedência de cinco anos.

Este trabalho analisa os riscos que uma distribuidora estaria exposta ao prever seu mercado com tal antecedência, face às variações no comportamento das diversas classes de consumo, e às incertezas dos preços da energia nos leilões.

Para mensurar tais riscos, utilizou-se Simulação de Monte Carlo, que consiste na utilização de procedimentos estocásticos para gerar diversos cenários possíveis para a variável em estudo, e os riscos são determinados por meio da análise da sua distribuição de probabilidade.

ABSTRACT

In the middle of the 90's, the Brazilian Federal Government began the process of restructuring the electric sector, seeking to introduce competition in the energy's generation and trade market, what would be reached with the restructuring and privatization of the companies, but it would be maintained the natural monopoly in the transmission and distribution segments.

However, the proposed model was not able to revert the lack of investments along the years in this sector, and associating with the growth of energy consumption, to the hydraulics characteristics of generation, besides an unfavorable hydrologic regime in the last years culminated in the rationing of energy that this country faced in 2001 and 2002.

Then, in March 2004, the Government published the laws 10,847 and 10,848 containing the guidelines for construction of another model for the electric sector, seeking safety in the electric power supply, reasonable tariffs and universalization of the service.

According to the new rules, the distribution companies should guarantee contracts to 100% of its market, by regulated environment and acquisition of the energy through auctions, besides they are forced to foresee their markets in advance of five years.

Then, this work analyzes the risks that a distribution company would be exposed when foreseeing its market with such antecedence, face to the variations in the behavior of the several classes consumption, and to the uncertainty in energy prices in the auctions.

Monte Carlo's Simulation was used to measure the risks, which consists in the use of stocastics procedures to simulate a large number of possible sceneries for the variable in study, and the risks are obtained through the analysis of its probability distribution.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	1
2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 - RISCO <i>VERSUS</i> INCERTEZA	5
2.2 - TIPOS DE RISCOS	5
2.3 - ANÁLISE DE RISCOS	6
2.4 - TEOREMA DO LIMITE CENTRAL	8
2.5 – CURTOSE	10
2.6 - TEORIA DA UTILIDADE	12
2.7 - CRITÉRIOS DE DECISÃO	13
2.8 - SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	15
3 - REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	18
3.1 - NO MUNDO	18
3.1.1 - Reino Unido	18
3.1.2 - Estados Unidos: O Caso da Califórnia	20
3.1.3 – Noruega	21
3.2 - EVOLUÇÃO ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL	24
3.2.1 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico até meados da década de 90	24
3.2.2 - Estrutura Institucional e Regulatória do Setor Elétrico até 2003	26
3.2.2.1 - Evolução da Legislação do Setor Elétrico e a Mudança do Modelo.....	26
3.2.2.2 - Após a Reestruturação	32
3.2.2.3 - O Racionamento de Energia.....	35
3.2.2.4 - A Revitalização do Modelo.....	38
4 - NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	42
4.1 - NOVOS AGENTES	43
4.1.1 - Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	43
4.1.2 - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	44
4.1.3 - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	45
4.2 - NOVAS ATRIBUIÇÕES DOS AGENTES EXISTENTES	46

4.2.1 – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	46
4.2.2 – Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	46
4.2.3 – Ministério de Minas e Energia (MME)	47
4.3 -AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA.....	48
4.3.1 – Geração Distribuída.....	49
4.4- AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE.....	50
4.4.1 Consumidores Livres	50
4.5 - DESVERTICALIZAÇÃO E FIM ÀS PRIVATIZAÇÕES.....	51
4.6 - AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO.....	52
4.7 - AGENTES DE GERAÇÃO.....	53
4.8 - AGENTES DE TRANSMISSÃO.....	54
4.9 - AGENTES DE COMERCIALIZAÇÃO.....	54
4.10 - CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	55
4.10.1 – Aspectos Gerais	55
4.10.2 – Período de Transição	56
4.10.3 - A partir de 2009	58
5 – RISCOS ASSOCIADOS AO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO.....	61
5.1 - ASPECTOS GERAIS.....	61
5.2 - RISCOS ASSOCIADOS ÀS DISTRIBUIDORAS.....	63
5.2.1 – Estudo de Caso.....	63
5.2.1.1 - Premissas Adotadas.....	63
5.2.1.2 – Caracterização da Distribuidora em Estudo.....	64
5.2.1.3 – Caracterização da Simulação.....	68
5.2.1.4 – Casos Simulados.....	71
5.2.1.5 – Critérios Adotados para Apurar os Resultados das Operações no Mercado de Curto Prazo.....	74
6 – ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	79
6.1 - Análise dos Casos Simulados para o Ano de 2009.....	79
6.1.1 - Cenário Base para 2009.....	81
6.1.1.1 - Resultados Obtidos no Mercado de Curto Prazo para 2009.....	82
6.1.1.2 - Resultados Finais para 2009.....	85
6.1.2 – Análise de Sensibilidade para 2009.....	88

6.2 - Análise dos Casos Simulados para o Ano de 2010	91
6.2.1 - Cenário Base para 2010	93
6.2.1.1 Resultados Obtidos no Mercado de Curto Prazo em 2010.....	94
6.2.1.2 - Resultados Finais para 2010.....	97
6.2.2 – Análise de Sensibilidade para 2010	101
6.3 - Análise dos Casos Simulados para o Ano de 2011	104
6.3.1 - Cenário Base para 2011	106
6.3.1.1 Resultados Obtidos no Mercado de Curto Prazo em 2011.....	107
6.3.1.2 - Resultados Finais para 2011.....	110
6.3.2 – Análise de Sensibilidade para 2011	113
6.4 – Critérios para Escolha da Melhor Alternativa	116
6.4.1 - Aspectos Gerais	116
6.4.2 - Escolhas para 2009	117
6.4.2.1 - Hipótese: $PLD_{min} < PLD < VR$	117
6.4.2.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{Max}$	117
6.4.3 - Escolhas para 2010	117
6.4.3.1 - Hipótese: $PLD_{min} < PLD < VR$	117
6.4.3.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{Max}$	117
6.4.4 - Escolhas para 2011	118
6.4.4.1 - Hipótese: $PLD_{min} < PLD < VR$	118
6.4.4.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{max}$	118
6.4.5 - Análise Global dos Resultados	118
6.4.5.1 - Hipótese: $PLD_{min} < PLD < VR$	118
6.4.5.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{max}$	119
7 – CONCLUSÃO	120
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	124
ANEXO A - DISTRIBUIÇÕES DE FREQUÊNCIAS DOS RESULTADOS FINAIS PARA 2009	128
ANEXO B - DISTRIBUIÇÕES DE FREQUÊNCIAS DOS RESULTADOS FINAIS PARA 2010	131
ANEXO C - DISTRIBUIÇÕES DE FREQUÊNCIAS DOS RESULTADOS FINAIS PARA 2011	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Resumo Exemplificado das Novas Regras de Contratação	60
Tabela 5.1: Grupos Tarifários x Classe de Consumo.....	65
Tabela 5.2: Mercado previsto para o período 2004-2011.....	65
Tabela 5.3: Impactos do Realinhamento Tarifário.....	66
Tabela 5.4: Efeitos do Realinhamento por Classe de Consumo x Tarifas Resultantes.....	67
Tabela 5.5: Faixa Estimada da Variação dos Preços nos Leilões.....	68
Tabela 5.6: Limites de Preços Utilizados nas Simulações.....	69
Tabela 5.7: Preços Estimados dos Contratos Bilaterais e de Itaipu.....	69
Tabela 5.8: Faixa dos Preços Estimados para o Mercado de Curto Prazo.....	69
Tabela 5.9: Resumo dos Casos Simulados.....	72
Tabela 5.10: Total Contratado em Cada Caso Simulado.....	72
Tabela 5.11: Resumo dos Critérios Adotados na Liquidação das Diferenças no Curto Prazo.....	77
Tabela 6.1: Estatísticas da Distribuição de Frequências do Mercado Simulado para 2009.....	79
Tabela 6.2: Estatística dos desvios no mercado da distribuidora para 2009.....	80
Tabela 6.3: Resumo dos Casos Simulados para 2009.....	81
Tabela 6.4: Incidência de Subcontratação e Sobrecontratação no Mercado em 2009.....	82
Tabela 6.5: Redução Máxima Permitida para os Contratos até 2009.....	85
Tabela 6.6: Resumo dos Resultados para 2009.....	88
Tabela 6.7: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2009 para $PLD_{min} < PLD < VR$...	90
Tabela 6.8: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2009 para $VR < PLD < PLD_{max}$..	90
Tabela 6.9: Estatísticas da Distribuição de Frequências do Mercado Simulado para 2010.....	92
Tabela 6.10: Estatística dos desvios no mercado da distribuidora para 2010.....	93
Tabela 6.11: Resumo dos Casos Simulados para 2010.....	94
Tabela 6.12: Incidência de Subcontratação e Sobrecontratação no Mercado em 2010.....	94
Tabela 6.13: Redução Máxima Permitida para os Contratos até 2010.....	98
Tabela 6.14: Resumo dos Resultados para 2010.....	101
Tabela 6.15: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2010 para $PLD_{min} < PLD < VR$	102

Tabela 6.16: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2010 para $VR < PLD < PLD_{max}$	103
Tabela 6.17: Estatísticas da Distribuição de Frequências do Mercado Simulado para 2011.....	104
Tabela 6.18: Estatística dos desvios no mercado da distribuidora para 2011.....	105
Tabela 6.19: Resumo dos Casos Simulados para 2011.....	106
Tabela 6.20: Incidência de Subcontratação e Sobrecontratação no Mercado em 2011.....	107
Tabela 6.21: Redução Máxima Permitida para os Contratos até 2011.....	110
Tabela 6.22: Resumo dos Resultados para 2011.....	113
Tabela 6.23: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2011 para $PLD_{min} < PLD < VR$	115
Tabela 6.24 Resultados da Análise de Sensibilidade de 2011 para $VR < PLD < PLD_{max}$	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Teorema do Limite Central.....	9
Figura 2.2: Distribuição Mesocúrtica.....	10
Figura 2.3: Distribuição Platicúrtica.....	10
Figura 2.4: Distribuição Leptocúrtica.....	11
Figura 2.5: Curvas de Utilidade.....	12
Figura 2.6: Convergência para a Distribuição Normal.....	17
Figura 3.1: Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Antes da Reestruturação.....	25
Figura 3.2: Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Depois da Reestruturação.....	28
Figura 3.3: Redução dos Contratos Iniciais.....	30
Figura 3.4: Evolução do Valor da Energia no MAE Durante o Racionamento.....	37
Figura 4.1: Tipos de Contratação de Energia no ACR.....	55
Figura 5.1: Distribuição Percentual do Consumo por Classe.....	64
Figura 5.2: Composição da tarifa de energia, sem ICMS.....	67
Figura 5.3: Resumo Esquemático das Simulações.....	71
Figura 6.1: Histograma do Mercado Simulado para 2009.....	79
Figura 6.2: Histograma dos desvios do mercado em 2009 em relação à previsão inicial..	80
Figura 6.3: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2009 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	82
Figura 6.4: Percentil 5% no Curto Prazo - 2009 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	82
Figura 6.5: Percentil 95% no Curto Prazo - 2009 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	83
Figura 6.6: Valores Máximos no Curto Prazo - 2009 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	83
Figura 6.7: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	84
Figura 6.8: Percentil 5% no Curto Prazo - 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	84
Figura 6.9: Percentil 95% no Curto Prazo - 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	84
Figura 6.10: Valores Máximos no Curto Prazo - 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	84
Figura 6.11: Resultado Final - Valores Mínimos 2009 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	85
Figura 6.12: Resultado Final - Valores Máximos 2009 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	85
Figura 6.13: Resultado Final 2009 - Percentil 5% ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	86
Figura 6.14: Resultado Final 2009 - Percentil 95% ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	86
Figura 6.15: Resultado Final - Valores Mínimos 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	87
Figura 6.16: Resultado Final - Valores Máximos 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	87

Figura 6.17: Resultado Final 2009 - Percentil 5% ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	87
Figura 6.18: Resultado Final 2009 - Percentil 95% ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	87
Figura 6.19: Resultado Final -Valores Mínimos 2009 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	89
Figura 6.20: Resultado Final -Valores Máximos 2009 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	89
Figura 6.21: Resultado Final -Valores Mínimos 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	89
Figura 6.22: Resultado Final -Valores Máximos 2009 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	89
Figura 6.23: Distribuição de Frequência Caso 7 – 2009 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	91
Figura 6.24: Histograma do Mercado Simulado para 2010.....	91
Figura 6.25: Histograma dos Desvios do Mercado em 2010 em relação à Previsão Inicial.....	92
Figura 6.26: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	95
Figura 6.27: Valores Máximos no Curto Prazo - 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	95
Figura 6.28: Percentil 5% no Curto Prazo - 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	96
Figura 6.29: Percentil 95% no Curto Prazo - 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	96
Figura 6.30: Valores Mínimos no Curto Prazo – 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	96
Figura 6.31: Valores Máximos no Curto Prazo – 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	96
Figura 6.32: Percentil 5% no Curto Prazo – 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	97
Figura 6.33: Percentil 95% no Curto Prazo – 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	97
Figura 6.34: Resultado Final - Valores Mínimos 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	98
Figura 6.35: Resultado Final - Valores Máximos 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	98
Figura 6.36: Resultado Final 2010 - Percentil 5% ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	99
Figura 6.37: Resultado Final 2010 - Percentil 95% ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	99
Figura 6.38: Resultado Final -Valores Mínimos 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	99
Figura 6.39: Resultado Final -Valores Máximos 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	99
Figura 6.40: Resultado Final 2010- Percentil 5% ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	100
Figura 6.41: Resultado Final 2010- Percentil 95% ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	100
Figura 6.42: Resultado Final -Valores Mínimos 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	101
Figura 6.43: Resultado Final -Valores Máximos 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	101
Figura 6.44: Resultado Final -Valores Mínimos 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	102
Figura 6.45: Resultado Final -Valores Máximos 2010 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	102

Figura 6.46: Distribuição de Frequência Caso 7 – 2010 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)	103
Figura 6.47: Histograma do Mercado Simulado para 2011.....	104
Figura 6.48: Histograma dos Desvios do Mercado em 2011 em relação à Previsão Inicial.....	105
Figura 6.49: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	107
Figura 6.50: Valores Máximos no Curto Prazo-2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	107
Figura 6.51: Percentil 5% no Curto Prazo - 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	108
Figura 6.52: Percentil 95% no Curto Prazo - 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	108
Figura 6.53: Valores Mínimos no Curto Prazo – 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	109
Figura 6.54: Valores Máximos no Curto Prazo – 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	109
Figura 6.55: Percentil 5% no Curto Prazo – 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	109
Figura 6.56: Percentil 95% no Curto Prazo – 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	109
Figura 6.57: Resultado Final - Valores Mínimos 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	110
Figura 6.58: Resultado Final - Valores Máximos 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	110
Figura 6.59: Resultado Final 2011 – Percentil 5% ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	111
Figura 6.60: Resultado Final 2011 – Percentil 95% ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	111
Figura 6.61: Resultado Final -Valores Mínimos 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	112
Figura 6.62: Resultado Final -Valores Máximos 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	112
Figura 6.63: Resultado Final 2011 –Percentil 5% ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	112
Figura 6.64: Resultado Final 2011 –Percentil 95% ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	112
Figura 6.65: Resultado Final -Valores Mínimos 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	114
Figura 6.66: Resultado Final -Valores Máximos 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	114
Figura 6.67: Resultado Final -Valores Mínimos 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	114
Figura 6.68: Resultado Final -Valores Máximos 2011 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	114
Figura 6.69: Distribuição de Frequência Caso 7 – 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	116
Figura A1: Distribuição de Frequência Caso 1 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	130
Figura A2: Distribuição de Frequência Caso 1 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	130
Figura A3: Distribuição de Frequência Caso 2 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	130
Figura A4: Distribuição de Frequência Caso 2 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	130
Figura A5: Distribuição de Frequência Caso 3 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	130

Figura A6: Distribuição de Frequência Caso 3 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	130
Figura A7: Distribuição de Frequência Caso 4 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	131
Figura A8: Distribuição de Frequência Caso 4 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	131
Figura A9: Distribuição de Frequência Caso 5 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	131
Figura A10: Distribuição de Frequência Caso 5 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	131
Figura A11: Distribuição de Frequência Caso 6 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	131
Figura A12: Distribuição de Frequência Caso 6 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	131
Figura A13: Distribuição de Frequência Caso 7 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	132
Figura A14: Distribuição de Frequência Caso 7 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	132
Figura B1: Distribuição de Frequência Caso 1 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	133
Figura B2: Distribuição de Frequência Caso 1 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	133
Figura B3: Distribuição de Frequência Caso 2 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	133
Figura B4: Distribuição de Frequência Caso 2 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	133
Figura B5: Distribuição de Frequência Caso 3 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	133
Figura B6: Distribuição de Frequência Caso 3 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	133
Figura B7: Distribuição de Frequência Caso 4 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	134
Figura B8: Distribuição de Frequência Caso 4 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	134
Figura B9: Distribuição de Frequência Caso 5 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	134
Figura B10: Distribuição de Frequência Caso 5 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	134
Figura B11: Distribuição de Frequência Caso 6 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	134
Figura B12: Distribuição de Frequência Caso 6 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	134
Figura B13: Distribuição de Frequência Caso 7 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	135
Figura B14: Distribuição de Frequência Caso 7 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	135
Figura C1: Distribuição de Frequência Caso 1 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	136
Figura C2: Distribuição de Frequência Caso 1 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	136
Figura C3: Distribuição de Frequência Caso 2 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	136
Figura C4: Distribuição de Frequência Caso 2 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	136
Figura C5: Distribuição de Frequência Caso 3 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$).....	136
Figura C6: Distribuição de Frequência Caso 3 ($VR < PLD \leq PLD_{max}$).....	136

Figura C7: Distribuição de Frequência Caso 4 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	137
Figura C8: Distribuição de Frequência Caso 4 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	137
Figura C9: Distribuição de Frequência Caso 5 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	137
Figura C10: Distribuição de Frequência Caso 5 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	137
Figura C11: Distribuição de Frequência Caso 6 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	137
Figura C12: Distribuição de Frequência Caso 6 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	137
Figura C13: Distribuição de Frequência Caso 7 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$).....	138
Figura C14: Distribuição de Frequência Caso 7 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$).....	138

LISTA DE ABREVIACÕES

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AGU	Advocacia Geral da União
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CalPX	<i>California Power Exchange</i>
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCC	Conta Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEGB	<i>Central Electricity Generating Board</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CGTEE	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPUC	<i>Public Utilities Commission</i>
CSPG	Concessionária de Serviço Público de Geração
CVA	Conta de Compensação dos Valores da Parcela A
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DTI	<i>Department of Trade in Industry</i>
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A
ELETROSUL	Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S.A.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
ITAIPU	Usina Hidrelétrica de ITAIPU
LI	Limite Inferior de Contratação de Energia Elétrica
LIGHT	LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MI	Montante Inicial de Contratação de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MR	Montante de Reposição de Energia Proveniente de Usinas Existentes
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
NGC	<i>National Grid Company</i>
OFFER	<i>Office of Electricity Regulation</i>
OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REB	<i>Regional Electricity Boards</i>
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária
Statkraft SF	<i>Norwegian Energy Corporation</i>
Statnett SF	<i>Norwegian Power Grid Co.</i>
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
UBP	Uso do Bem Público
VAR	<i>Value at Risk</i>
VN	Valor Normativo
VR	Valor Anual de Referência

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico passou por um profundo processo de reestruturação em diversos países nas duas últimas décadas, visando aumentar a eficiência nas áreas de transmissão e distribuição, além da inserção de competição na geração e na comercialização da energia.

O Reino Unido decidiu reestruturar o modelo vigente no início do governo Thatcher, com objetivo de reduzir o papel do Estado no setor de energia elétrica e aumentar sua eficiência. Assim, os segmentos de geração e transmissão foram separados e a geradora monopolista foi dividida em três empresas, para garantir a competição nesse setor.

Realizou-se a abertura do mercado cativo, de forma gradual, para permitir que todos os consumidores pudessem escolher o seu fornecedor de energia elétrica, o que foi alcançado em 1999.

Nos Estados Unidos, mais especificamente na Califórnia, reestruturou-se o setor elétrico com o objetivo principal de obter redução nas tarifas, que eram bem superiores à média do país.

Dessa forma, iniciou-se o processo em 1996, separando a geração da distribuição, visando inserir a concorrência no segmento de geração. Foram criados um operador independente para o sistema elétrico e um *pool* para comercializar a energia, além de garantir aos consumidores o direito de optar por seu fornecedor.

A Noruega promoveu, por meio do *Norway's Energy Act*, a separação do setor elétrico em três segmentos: geração, com a inserção de competição; transmissão e distribuição regulamentados como monopólios naturais; e venda de energia na distribuição, onde também foi introduzida a competição, independentemente do tipo de consumidor.

A reestruturação do setor elétrico norueguês permitiu a transição de um modelo monopolista para um de competição no varejo. Contudo, diferentemente de outros países que passaram pelo processo de reestruturação, a Noruega não privatizou suas empresas de geração, transmissão e distribuição.

No Brasil, o modelo do setor elétrico vigente até meados da década de 90, o qual era caracterizado pela centralização da operação e do planejamento da expansão, além da verticalização dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia, apresentou grandes dificuldades na captação de recursos para garantir a expansão do sistema.

Por isso, iniciou-se o processo de reforma do setor elétrico brasileiro em 1995, com a Lei nº 9.074. Em 1997, o Projeto RE-SEB definiu as bases para a nova estrutura do setor: haveria competição na geração e na comercialização; forte regulação nas áreas de transmissão e distribuição; e o Estado deixaria de atuar como principal investidor, pois essa tarefa seria transferida à iniciativa privada, mas ele exerceria as funções de formulação da política energética, além de regulação e fiscalização dos agentes.

Dessa forma, foram criadas novas instituições para regular e fiscalizar o setor (ANEEL), programar, otimizar e coordenar o despacho centralizado de geração (ONS), contabilizar e liquidar os contratos no mercado de curto prazo (MAE), e planejar a expansão do sistema (CCPE).

Contudo, a falta de investimento ao longo dos anos nas áreas de geração e transmissão, o crescimento do consumo de energia, a matriz energética nacional predominantemente hidráulica (cerca de 90%), e um regime hidrológico desfavorável nos últimos anos, contribuíram fortemente para a decretação de racionamento nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

Com a mudança de governo em 2003, decidiu-se reformular novamente o modelo institucional do setor elétrico. Assim, em março de 2004, foram publicadas as Leis nºs 10.847 e 10.848, visando a segurança no suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

As bases do novo modelo consistem no planejamento de longo prazo, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que funcionará como um *pool* e sucederá o MAE, na coexistência dos ambientes

de contratação regulada e livre, e na premissa de que as distribuidoras deverão prever e contratar energia suficiente para atender a 100% do seu mercado.

As distribuidoras deverão contratar energia dentro do ambiente de contratação regulada, por meio dos leilões de energia existente, energia nova (com 5 ou 3 anos de antecedência) ou de ajustes (anualmente). Os contratos bilaterais firmados pelas empresas com produtores independentes serão respeitados, assim como a obrigatoriedade da aquisição de parte da energia produzida por Itaipu (somente para as distribuidoras das regiões sul, sudeste e centro-oeste).

As diferenças entre os montantes contratados e verificados serão contabilizadas e liquidadas mensalmente na CCEE, sob o preço de liquidação de diferenças – PLD, o qual será calculado e publicado pela CCEE, tendo por referência o custo marginal de operação e limitado por um valor mínimo (piso) e um máximo (teto).

O objetivo desse trabalho é estimar o risco que uma distribuidora estará exposta ao prever seu mercado com cinco anos de antecedência e contratar os montantes de energia nos leilões promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL.

Para isso, é apresentado o conceito da Simulação de Monte Carlo, a qual foi utilizada para gerar diversos cenários e calcular o risco associado à operação de compra e venda de energia. Por fim, são apresentados os resultados das simulações e os critérios utilizados para a tomada de decisões.

A dissertação está estruturada da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta os conceitos de risco, incerteza, *Value at Risk* e a Simulação de Monte Carlo, a aplicação do Teorema do Limite Central, a caracterização e as fórmulas para o cálculo da Curtose de uma distribuição de frequências, a Teoria da Utilidade e critérios de decisão.

O Capítulo 3 relata as experiências da reestruturação do setor elétrico no Reino Unido, na Noruega e no Estado americano da Califórnia. Também é apresentada a evolução da estrutura institucional e regulatória do setor elétrico brasileiro até 2003.

O Capítulo 4 apresenta o Novo Modelo do setor elétrico brasileiro, instituído pelas Leis nºs 10.847 e 10.848, de março de 2004, e regulamentados pelos Decretos nº 5.163, de julho de 2004, nº 5.175, nº 5.177 e nº 5.184, de agosto de 2004.

O Capítulo 5 descreve as premissas utilizadas nas simulações realizadas para estimar os riscos que as distribuidoras estarão expostas ao prever o seu mercado com cinco anos de antecedência e contratar a energia de acordo com as regras estabelecidas no Novo Modelo do setor elétrico.

O Capítulo 6 apresenta os principais resultados obtidos nas simulações das hipóteses formuladas no Capítulo 5 para os anos de 2009, 2010 e 2011, além dos critérios utilizados para a escolha da melhor opção de contratação de energia.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões deste trabalho.

2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 - RISCO *VERSUS* INCERTEZA

Para ABREU & STEPHAN (1982), a Teoria da Decisão permite a distinção entre três situações possíveis de tomada de decisão [9]:

- Situação de certeza: é aquela em que cada decisão tomada implica sempre o mesmo resultado;
- Situação de incerteza: caracteriza-se quando uma escolha pode provocar diversos resultados possíveis, mas as probabilidades de ocorrência não são conhecidas;
- Situação de risco: é identificada quando se podem estimar as probabilidades de ocorrência de determinados resultados, frutos de uma decisão.

ANDRADE (1998) define risco como a estimativa do grau de incerteza com relação aos possíveis resultados futuros. O autor considera também que, quanto maior o intervalo de ocorrência para os valores referentes ao retorno do investimento, maior o risco associado a essa transação [10].

2.2 - TIPOS DE RISCOS

Segundo SILVA NETO (1998), a identificação dos vários tipos de risco aos quais estão sujeitas as empresas, aumenta significativamente o nível de segurança e complexidade dos sistemas de gestão adotados. Para esse autor, os tipos de riscos podem ser divididos em quatro grandes grupos: Mercado, Crédito, Operacional e Legal [5].

O Risco de Mercado está relacionado com o preço e valor dos bens, serviços, *commodities*, entre outros. A compreensão do comportamento do mercado e sua interação com o ambiente, a análise das mudanças, a identificação dos componentes do mercado e como eles se interagem, são fundamentais para a avaliação do risco.

O Risco Operacional tem origem nas falhas de sistema, humana, gerenciamento, ou falta de controle e transparência dos sistemas adotados. O sistema operacional adotado pela

instituição é responsável pela identificação dos riscos e avaliação da eficiência e eficácia dos controles adotados.

O Risco Legal é a possibilidade de perda devido à impossibilidade de se executar os termos de um contrato, incluindo os riscos provenientes de documentação insuficiente, incerteza legal e a incapacidade de se implementar uma cobrança devido à quebra ou insolvência da contraparte.

O Risco de Crédito é função dos seguintes fatores: valor corrente dos contratos, exposição potencial futura ao crédito e probabilidade de inadimplência de um cliente.

Para JORION (1998), os Riscos de Mercado estão associados às variações nos preços dos ativos e passivos financeiros. Já os Riscos de Crédito aparecem quando as contrapartes não têm a intenção ou não têm a capacidade de honrar as obrigações contratuais, ou seja, quando ocorrer inadimplência de uma das partes [6].

Os Riscos Operacionais estão relacionados às perdas que podem ocorrer em virtude da inadequação do sistema, má administração, falha nos controles ou falha humana.

Os Riscos Legais surgem quando uma contraparte não possui autoridade legal ou regulatória para se envolver numa transação. O risco de regulamentação pode ser incluído nos riscos legais, uma vez que, está associado ao cumprimento e interpretação das normas.

Os capítulos 5 e 6 abordarão os riscos de mercado que as distribuidoras de energia elétrica estarão expostas no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

2.3 - ANÁLISE DE RISCOS

Segundo ANDRADE (1998), os principais métodos quantitativos para análise de risco são [10]:

- Trabalhar com tempo de retorno do capital investido menor para os projetos considerados mais arriscados;

- Utilizar critérios analíticos de decisão em situações de incerteza, os quais possibilitem escolher a opção que garanta o maior retorno ou a menor perda esperada;
- Fazer uso da Simulação de Monte Carlo; e
- Trabalhar com uma taxa de desconto que reflita o valor associado ao risco do investimento.

O *Value at Risk* (VAR) é definido por SILVA NETO (1998) como o valor monetário das perdas a que uma operação, ou carteira, está sujeita, dado determinado intervalo de confiança e de tempo. Portanto, essa medida está sempre associada a: uma moeda, um intervalo de tempo e uma probabilidade [5].

Segundo JORION (1998), o VAR mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança. Porém, deve ser visto como um procedimento necessário, mas não suficiente, para o controle dos riscos [6].

Para calcular o risco de uma operação, devem-se modelar os instrumentos usados e identificar os fatores de risco a eles associados, estudando a influência que cada um deles exerce sobre o valor final do ativo em questão. Então, agrega-se o risco de cada ativo para se obter o risco total da carteira [5].

Para JORION (1998), a escolha do intervalo de confiança para o cálculo do VAR deve estar fortemente relacionado com o grau de aversão ao risco da empresa. Quando uma empresa trabalha com um percentual de confiança mais elevado, significa dizer que ela apresenta uma maior aversão ao risco [6].

Contudo, o nível de confiança no cálculo do VAR não deve ser muito alto, uma vez que resultaria um valor de perda de difícil ocorrência. O intervalo de confiança deve permitir a verificação regular das estimativas, e a determinação do VAR é simplificada consideravelmente quando se pode aproximar a distribuição dos retornos dos ativos à distribuição normal.

Na visão de SILVA NETO (1998), como os valores das *commodities* são variáveis aleatórias, não há possibilidade de se obter, com exatidão, a distribuição futura de probabilidades de seus retornos. No entanto, para calcular o VAR é importante a determinação da distribuição dos retornos dos ativos [5].

Resumidamente, existem dois grandes grupos de modelos para determinar essa distribuição de probabilidade: os modelos paramétricos e os não paramétricos. De acordo com SILVA NETO (1998), os modelos paramétricos calculam o risco partindo do princípio de que as distribuições de probabilidades seriam normais ou log-normais. São utilizados o desvio padrão, as variâncias e covariâncias para medirem, respectivamente, a distribuição futura de probabilidade para o retorno dos ativos e a sua correlação [5].

Ao assumir a distribuição normal para mercados que apresentem observações longe da média, ocorrerá distorção na determinação do risco para um valor inferior ao real. Dessa forma, atribuem-se menores probabilidades de ocorrência às grandes variações observadas [5].

Para resolver esse problema, desenvolveram-se os modelos não paramétricos, os quais recalculam o valor da carteira em consonância com uma série de cenários definidos. A construção desses cenários pode ser realizada por meio de dados históricos ou por modelos probabilísticos, geralmente a Simulação Estruturada de Monte Carlo (SMC).

Para realizar a simulação histórica, defini-se um horizonte temporal e analisam-se as variações de preço nesse período. Assim, obtém-se um conjunto de retornos, cuja distribuição será utilizada para definir o intervalo de confiança e calcular o risco.

2.4 - TEOREMA DO LIMITE CENTRAL

O Teorema do Limite Central estabelece que a distribuição de frequência da média amostral de uma população tende à Normal quando o número de amostras (n) tende ao infinito [3].

BUSSAB & MORETTIN (1987) ilustram o Teorema do Limite Central da seguinte forma: para amostras aleatórias simples de uma população com média μ e variância σ^2 , a

distribuição amostral da média aproxima-se de uma distribuição normal com média μ e variância σ^2/n , para n tendendo ao infinito [4].

Segundo BERNARDI (2002), o Teorema do Limite Central garante que quanto maior o tamanho da amostra, menor será a diferença entre o valor verdadeiro e o valor amostral do parâmetro em análise, desde que as variáveis envolvidas sejam independentes. Assim, a curva da distribuição de frequência tende à curva normal [8].

O Teorema do Limite Central é definido da seguinte forma [15]:

- “1. Se a população sob amostragem tem distribuição normal, a distribuição das médias amostrais também será normal para todos os tamanhos de amostra.
2. Se a população básica é não-normal, a distribuição de médias amostrais será aproximadamente normal para grandes amostras.”

A Figura 2.1 ilustra graficamente o Teorema do Limite Central.

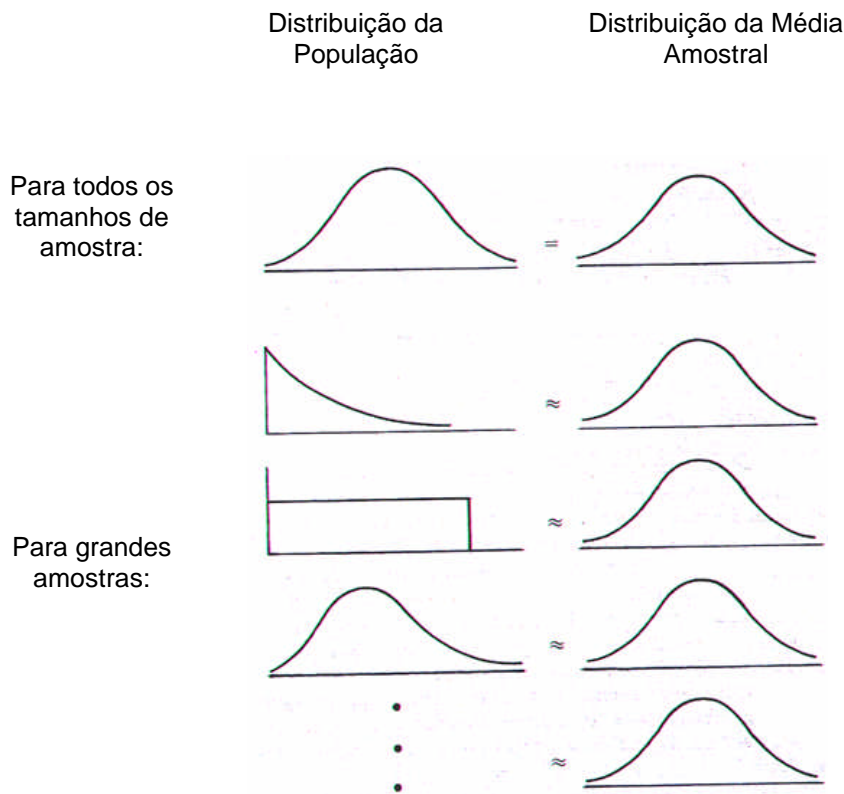


Figura 2.1: Teorema do Limite Central [15]

2.5 - CURTOSE

Segundo TOLEDO & OVALLE (1985), a curtose é uma medida que expressa o grau de achatamento ou afilamento da curva de frequência de uma distribuição, em relação à curva normal padrão. Existem três tipos de curvas de frequência, dependendo do grau de curtose [40]:

a) Curva Mesocúrtica

Denomina-se Mesocúrtica a distribuição de frequência que apresenta o mesmo grau de achatamento da curva normal padrão. A Figura 2.2 ilustra essa curva.

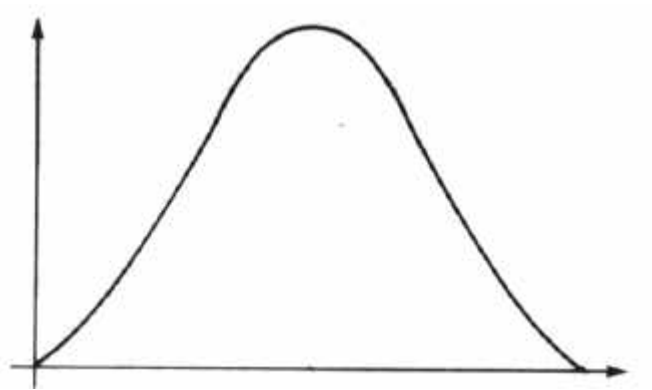


Figura 2.2: Distribuição Mesocúrtica

b) Curva Platicúrtica

Esse tipo de curva apresenta um elevado grau de achatamento, superior ao da normal. A Figura 2.3 ilustra a curva Platicúrtica.

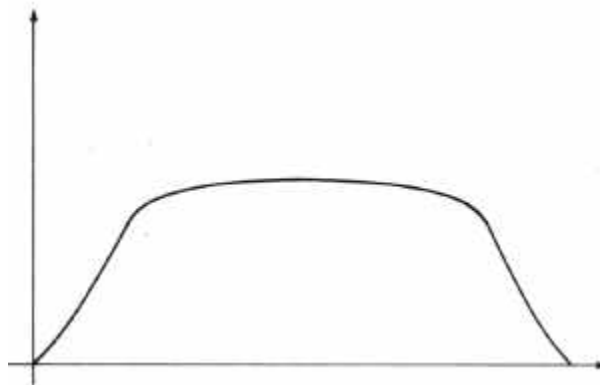


Figura 2.3: Distribuição Platicúrtica

c) Curva Leptocúrtica

Caracteriza-se pelo alto grau de afilamento, superior à normal, conforme ilustrado na Figura 2.4.

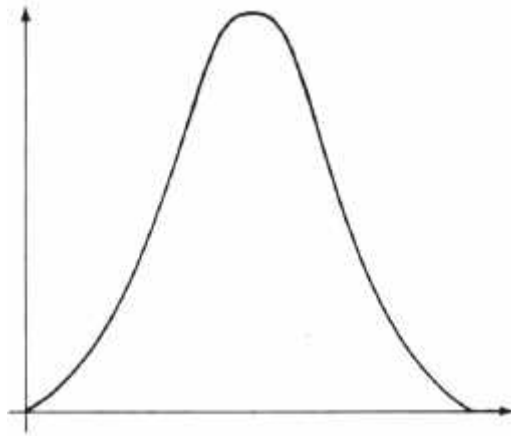


Figura 2.4: Distribuição Leptocúrtica

Para avaliar o grau de curtose de uma distribuição, pode-se utilizar o coeficiente Momento de Curtose, que é calculado de acordo com a equação (2.1):

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m)^4}{s^4} \quad (2.1)$$

onde:

- m é a média da distribuição ;
- s é o desvio padrão da distribuição;
- x_i é um número pertencente à distribuição; e
- k é o coeficiente momento de curtose.

Assim, identifica-se o tipo de curva por meio dos seguintes critérios:

- Se $k = 3 \Rightarrow$ a curva é mesocúrtica
- Se $k < 3 \Rightarrow$ a curva é platicúrtica
- Se $k > 3 \Rightarrow$ a curva é leptocúrtica

Alternativamente, pode-se calcular a curtose por meio da equação (2.2) [59]:

$$\left\{ \frac{n(n+1)}{(n-1)(n-2)(n-3)} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \mathbf{m}}{\mathbf{s}} \right)^4 \right\} - \frac{3(n-1)^2}{(n-2)(n-3)} \quad (2.2)$$

onde:

- n é o tamanho da amostra;

Dessa forma, identifica-se o tipo de curva por meio dos seguintes critérios:

- Se $k = 0 \Rightarrow$ a curva é mesocúrtica
- Se $k < 0 \Rightarrow$ a curva é platicúrtica
- Se $k > 0 \Rightarrow$ a curva é leptocúrtica

2.6 - TEORIA DA UTILIDADE

LUDWIG & CARDOSO (2003) apresentam o conceito de Função Utilidade como uma ferramenta matemática para auxiliar a empresa na tomada de decisão frente a uma operação de risco. A referida função atribui uma unidade de medida aos resultados de um problema decisório, a qual mensura seu nível de satisfação ou utilidade com valores no intervalo entre 0 e 1, caracterizando assim o perfil do decisor [16].

A Figura 2.5 ilustra as curvas de utilidade que descrevem o comportamento do decisor frente a uma situação de risco.

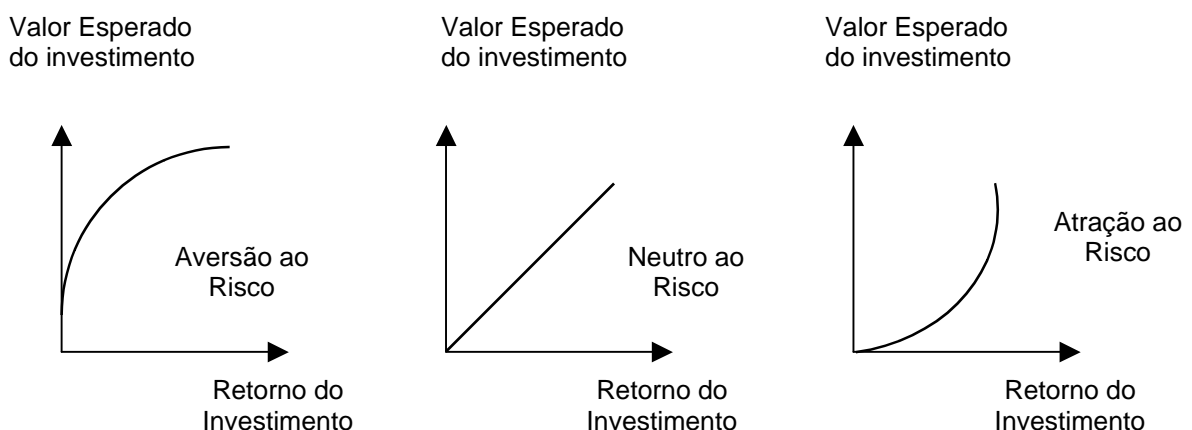


Figura 2.5: Curvas de Utilidade

Conforme apresentado na Figura 2.6, para o comportamento de aversão ao risco, observa-se que a utilidade do valor esperado é superior àquela atribuída ao retorno ao investimento.

Com respeito à situação de neutralidade ao risco, observa-se que a função que a descreve é linear, ou seja, para uma variação do valor esperado obtém-se a mesma variação do retorno do investimento. Mas para um comportamento de atração pelo risco, a utilidade atribuída ao retorno do investimento é bem maior que a do valor esperado.

Segundo PINTO (2002), a Teoria da Utilidade modela, por meio de funções matemáticas, as preferências do decisor em relação aos valores monetários, possibilitando assim, avaliar o seu comportamento frente a situações de risco. Ele considera que essa teoria é a mais consistente e abrangente para lidar com análise de risco, auxiliando na tomada de decisão [13].

Um comportamento avesso ao risco pode ser modelado por uma função côncava, já para o perfil de tolerância ao risco, utiliza-se uma função convexa. Por fim, modela-se a indiferença ao risco por meio de uma função linear.

Para AIRES (2001), as pessoas comparam não o valor monetário esperado, mas as utilidades esperadas das compensações na avaliação de negócios de risco. Essa abordagem não se refere ao valor monetário de um prêmio, mas ao valor que esse prêmio tem para o indivíduo – ou seja, à utilidade do prêmio para a pessoa [14].

2.7 - CRITÉRIOS DE DECISÃO

ANDRADE (1998) e GALESNE (1999) apresentam os Critérios: Maximin (ou Minimax), Maximax (ou Minimin), Hurwicz e Savage para auxiliar a escolha da melhor alternativa, considerando-se a ocorrência dos eventos possíveis e os resultados esperados [10], [18].

O Critério Maximin reflete uma visão pessimista do problema, ou seja, considera-se a ocorrência do pior evento possível. Assim, o tomador de decisões deverá analisar o lucro mínimo para cada alternativa e optar por aquela que proporcionará o maior lucro mínimo. Caso a decisão deva ser fundamentada nos custos, deve-se minimizar os custos máximos das alternativas (princípio Minimax).

O Critério Maximax apresenta uma visão otimista do problema, ou seja, supõe-se que acontecerá o melhor resultado possível. Com isso, deve-se estudar o lucro máximo para cada alternativa e escolher a que possibilita o maior lucro máximo. Caso a decisão exija a análise dos custos, deve-se buscar a minimização do custo mínimo de solução (critério Minimin).

O Critério de Hurwicz propõe uma regra de decisão que expressa uma visão intermediária entre os dois casos extremos anteriores: o pessimista e o otimista. Dessa forma, calcula-se uma média ponderada H entre o pior e o melhor dos resultados possíveis, escolhendo-se a opção que maximiza o valor de H , calculado segundo a equação (2.3).

$$H = (1 - \alpha)m + \alpha M \quad (2.3)$$

onde:

- m é o pior resultado;
- M é o melhor resultado; e
- α é um coeficiente que varia entre 0 e 1, representando o grau de otimismo do decisor.

Para $\alpha = 0$, o tem-se o pessimismo extremo (Critério Maximin), e com $\alpha = 1$, o otimismo (Critério Maximax). Para valores entre 0 e 1, obtém-se uma solução ponderada para cada alternativa, devendo-se buscar aquela que fornece o maior valor de H .

Por fim, o Critério de Savage reflete uma posição de prudência do decisor frente ao problema, buscando-se determinar os arrependimentos máximos possíveis de cada estratégia, caso sejam escolhidas cada uma das demais alternativas, visando encontrar aquela que apresenta o menor arrependimento máximo.

ANDRADE (1998) apresenta a lei de formação da matriz de arrependimentos [10]:

“Para cada evento, toma-se o lucro máximo e, para todos os eventos, calcula-se a diferença entre o lucro máximo e o lucro da alternativa em análise. Genericamente, os elementos da matriz de arrependimentos são calculados por:

$$r_{ij} = \max_i(c_{ij}) - c_{ij} \quad (2.4)$$

onde:

- c_{ij} é o lucro da alternativa i caso ocorra o evento j .”

2.8 - SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A Simulação Estruturada de Monte Carlo não utiliza os dados históricos, mas utiliza-se de modelo para simular diversos valores para cada um dos fatores de risco de mercado que influenciam o preço dos ativos da carteira. Dessa forma, obtém-se a distribuição de probabilidade do preço e calcula-se o VAR [5].

Segundo JORION (1998), o Método de Monte Carlo Estruturado consiste na utilização de procedimentos estocásticos para simular uma grande quantidade de cenários possíveis para a variável em estudo, e calcula-se o VAR por meio da análise da sua distribuição de probabilidade [6].

A simulação de Monte Carlo pode ser entendida como uma técnica de simulação para problemas que tem base probabilística ou estocástica. O método é resolvido por um processo que procura simular o problema utilizando números aleatórios [8].

Para possibilitar a simulação de enorme diversidade de cenários, o Método de Monte Carlo faz uso de um gerador de números aleatórios, o qual sorteará aleatoriamente valores pertencentes à distribuição uniforme sobre o intervalo [0,1]. Em seguida, realiza-se a transformação da variável aleatória uniformemente distribuída para a distribuição desejada, por meio da inversa da função de distribuição de probabilidade cumulativa [6].

Para que se tenha certeza de que uma seqüência de números constitui uma amostra de números aleatórios, um aspecto básico a ser observado é que cada número sucessivo na seqüência tenha que ter uma probabilidade igual de assumir qualquer um dos valores possíveis, e que tenha que ser estatisticamente independente dos outros números na seqüência, isto é, os números precisam ser observações aleatórias de uma distribuição uniforme [8].

ANDRADE (1998) conceitua o Método de Monte Carlo da seguinte forma [10]:

“Seja \mathbf{x} uma variável aleatória com seguintes características:

- Função de distribuição de probabilidades: $\mathbf{f}(\mathbf{x})$;
- Função cumulativa de probabilidades: $\mathbf{F}(\mathbf{x})$.

Se definirmos uma nova variável aleatória $\mathbf{y} = \mathbf{F}(\mathbf{x})$, esta tem uma distribuição uniforme sobre o intervalo fechado (0,1).

Assim, como a função cumulativa de probabilidades representa as características aleatórias da variável em questão, a função $\mathbf{y} = \mathbf{F}(\mathbf{x})$ é uma relação entre duas variáveis:

- Variável \mathbf{x} , com distribuição aleatória própria;
- Variável \mathbf{y} , com distribuição uniforme entre 0 e 1.

O Método de Monte Carlo consiste nos seguintes passos:

- Dada a função cumulativa de probabilidades da variável em simulação, $\mathbf{F}(\mathbf{x})$, toma-se um número, gerado aleatoriamente, no intervalo (0,1), ou (0 a 100);
- Usando a função cumulativa de probabilidades, determina-se o valor da variável \mathbf{x} que corresponde ao número aleatório gerado.”

O Método de Monte Carlo baseia-se na repetição do processo simulado várias vezes. Não há uma regra única para determinar a estimativa do número de experimentos que devem ser realizados; entretanto, existem métodos estatísticos para determinar o cálculo do tamanho de uma amostra [10].

Ao se determinar o número de simulações, deve-se levar em consideração a precisão e o esforço computacional. Sempre haverá erro na estimação, porém ao elevar a quantidade de simulações, o valor estimado converge para o valor real a uma velocidade proporcional a \sqrt{k} , onde k é o número de simulações [6]. A Figura 2.6 apresenta a convergência de uma distribuição empírica para a distribuição normal.

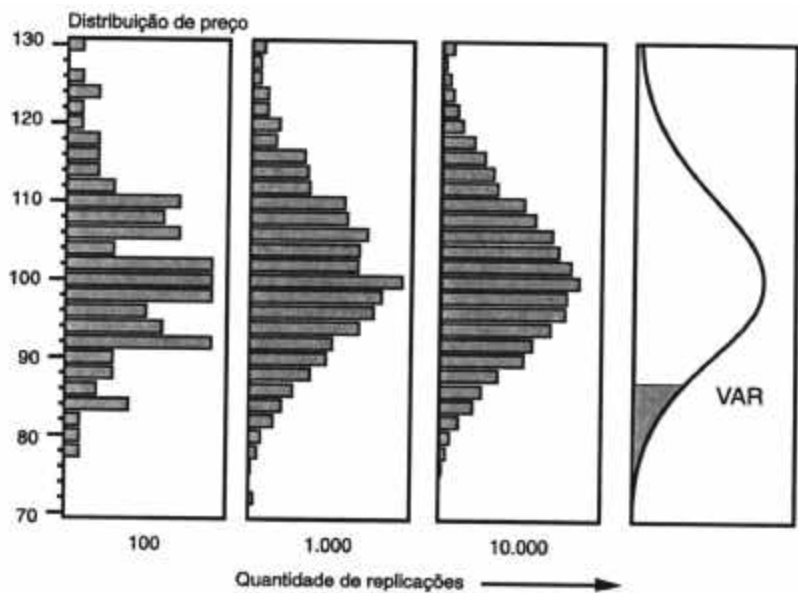


Figura 2.6: Convergência para a Distribuição Normal [6]

Conforme ilustrado na Figura 2.6, à medida que o número de simulações aumenta, o histograma converge para a distribuição normal e o VAR é determinado pelo valor da carteira que excede o intervalo de confiança. Este resultado está em consonância com o Teorema do Limite Central.

Para ABREU e STEPHAN (1982), não haveria a necessidade de repetir o processo mais de 1.000, “já que depois de um certo tempo as frequências tendem a se estabilizar e as modificações que ocorram só afetam marginalmente a distribuição de probabilidade” [9].

Por fim, deve-se destacar que os conceitos apresentados neste Capítulo serão aplicados nos Capítulos 5 e 6, os quais apresentam a metodologia utilizada nas simulações das hipóteses formuladas para contratação de energia e a análise dos resultados obtidos.

3 - REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

3.1 - NO MUNDO

3.1.1 - Reino Unido [33], [37], [38]

O setor elétrico no Reino Unido adotava, até a década de 80, um modelo caracterizado por monopólio na geração de energia, exercido pela *Central Electricity Generating Board* (CEGB), e regionalização do segmento de distribuição, por meio de doze empresas, conhecidas como *Regional Electricity Boards* (REBs).

A CEGB vendia energia às REBs sob o regime de tarifa única de suprimento, enquanto as distribuidoras elaboravam suas propostas para reajuste tarifário, e competia ao *Department of Trade in Industry* – DTI a aprovação.

O governo Thatcher, ao assumir o poder, decidiu reestruturar o modelo vigente, com o objetivo de reduzir o papel do Estado no setor de energia elétrica e aumentar sua eficiência.

Para isso, foi criado o *Office of Electricity Regulation* (OFFER), entidade responsável pela regulação do setor, que posteriormente fundiu-se com a agência reguladora de gás e formou o *Office of Gás and Electricity Markets* (OFGEM), cujas principais funções eram:

- ✓ promover a concorrência e proteger os interesses dos consumidores;
- ✓ proceder à revisão tarifária das empresas; e
- ✓ estabelecer normas e monitorar a qualidade dos serviços prestados pelas empresas.

Com o objetivo de incentivar a concorrência, houve a separação dos segmentos de transmissão e geração, e cisão da geradora monopolista em três novas empresas: *National Power*, *PowerGen* e *Nuclear Electric*. A *National Grid Company* (NGC) respondia pela operação centralizada do sistema, gerenciando o despacho das usinas em função das restrições técnicas e da previsão da carga, além de deter o monopólio das linhas de transmissão.

O mercado *spot* operava dentro do *Pool*, ambiente no qual todos os geradores eram obrigados a ofertar sua energia. O preço da energia era determinado para cada meia hora do dia seguinte, sendo função do custo marginal de geração, ou seja, o custo da usina térmica mais cara a ser despachada no dia seguinte.

Em um primeiro momento, a regulamentação vigente exigiu que 80 a 90% da energia transacionada deveria estar registrada em contratos de médio e longo prazos. Porém, em março de 2001, foram instituídas novas regras para contratação de energia, o *New Electricity Trading Arrangements* (NETA).

Segundo o NETA, os agentes de geração e os consumidores devem estar 100% contratados, com possibilidade de utilização de contratos de longo prazo. As diferenças entre os valores verificados e os contratados são liquidadas no mercado de curto prazo.

A abertura do mercado foi realizada de forma gradual, permitindo primeiramente que os grandes consumidores pudessem escolher seus fornecedores. Depois, evoluiu-se para consumidores de porte médio até atingir os consumidores residenciais no início de 1999.

Com isso, tornou-se comum a realização de licitações organizadas pelos grandes e médios consumidores, para escolher os fornecedores com os preços mais atrativos. Os consumidores residenciais também estão desfrutando das novas regras, e em 1998, cerca de 27% já haviam trocado de fornecedor de energia elétrica, obtendo reduções de até 10% na fatura [37].

Com respeito à qualidade do serviço prestado pelas empresas após a privatização, houve redução de até 50% do tempo médio anual de interrupção de energia elétrica, aumentando assim, a confiabilidade do sistema [37].

Com relação à evolução do mercado, o consumo total anual (incluindo as perdas) cresceu aproximadamente 7,9% entre 1996 e 2002, ou uma taxa de 1,32% aa, enquanto a carga instalada cresceu cerca de 4,2% no mesmo período, ou 0,7% aa. Assim, percebe-se que o crescimento do mercado do lado da demanda é pequeno se comparado à taxa do mercado brasileiro, 4,13% aa excluindo-se o período de racionamento [33].

3.1.2 - Estados Unidos: O Caso da Califórnia [33], [34], [37], [38]

As principais entidades responsáveis pela regulação do setor elétrico nos Estados Unidos são: a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), na esfera federal, e as comissões estaduais de serviços públicos (*Public Utilities Commission*).

Em 1996, o FERC determinou, por meio das Resoluções nºs 888 e 889, que as empresas detentoras dos ativos de transmissão deveriam permitir o livre acesso aos produtores independentes de energia. Contudo, a decisão sobre a desregulamentação da comercialização de energia no varejo caberia aos Estados.

Como as tarifas praticadas na Califórnia eram aproximadamente 40% superiores à média nacional, havia pressões para a desregulamentação do setor elétrico, pois se buscava a redução dos níveis tarifários. Assim, no mesmo ano, a Assembléia Legislativa da Califórnia aprovou a proposta de reforma do setor elétrico elaborada pela *Public Utilities Commission* (CPUC), a qual visava:

- ✓ separar os segmentos de geração e distribuição;
- ✓ introduzir a concorrência no segmento de geração;
- ✓ criar um *pool* para comercializar a energia (*California Power Exchange – CalPX*);
- ✓ coordenar o despacho em tempo real e a otimização do uso das linhas de transmissão por meio do Operador Independente do Sistema (CAISO);
- ✓ permitir, de forma gradual, a livre escolha do fornecedor de energia a todos os consumidores; e
- ✓ reduzir o preço da energia.

Contudo, a política empregada na regulação tarifária, a qual congelou o valor cobrado aos consumidores e concedeu liberdade de preços às geradoras, gerou desequilíbrios econômicos e financeiros às distribuidoras, levando a *Pacific Gás and Electric* à falência. As principais causas da crise energética que atingiu a Califórnia nos anos de 2000 e 2001 foram:

- ✓ as distribuidoras estavam extremamente endividadas;

- ✓ a liberação dos preços aos geradores e ausência de reajustes tarifários das distribuidoras, impedindo inclusive o repasse do aumento dos custos de aquisição da energia;
- ✓ as distribuidoras, por sua vez, não honraram os pagamentos aos geradores, bancos e credores, e também deixaram de investir na manutenção e expansão do sistema elétrico;
- ✓ ocorreram atrasos nos cronogramas das obras necessárias ao sistema; e
- ✓ o consumo total cresceu aproximadamente 10% no período de 1996 a 2000.

Assim, configurou-se um quadro de instabilidade no setor, cujas conseqüências foram a falência de empresas e diversos cortes de energia que começaram a ocorrer de forma descontrolada em 2000 e 2001.

Para tentar solucionar a crise, o governo estadual firmou diversos contratos de longo prazo com geradoras dos estados vizinhos, com empresas mexicanas e canadenses.

Com relação à evolução do mercado, o consumo total anual (incluindo as perdas) cresceu aproximadamente 10,6% entre 1996 e 2000, ou uma taxa de 2,65% aa, enquanto a carga instalada decresceu cerca de 2,5% no mesmo período, ou 0,6% aa. Assim, percebe-se que houve um aumento do mercado do lado da demanda, enquanto que a capacidade instalada diminuiu, o que contribuiu para a crise energética daquele Estado [33].

Deve-se ressaltar que a crise de abastecimento de energia ocorrida na Califórnia foi provocada por limitação da capacidade instalada em geração e transmissão, ou seja, em potência (GW). No Brasil, o racionamento foi causado por falta do principal insumo nas usinas hidrelétricas (água), ou seja, a questão foi energética (GWh), diferentemente do problema no referido Estado americano.

3.1.3 - Noruega [33], [37], [38], [39]

O setor elétrico norueguês possuía até a década de 90, a característica de grande fragmentação de agentes, com representativa participação do Governo Federal nas áreas de geração e transmissão. Essa situação delegava a responsabilidade pela expansão do parque gerador e da malha de transmissão de energia ao Estado [38].

O elevado número de concessionárias de distribuição, as quais também possuíam geração, resultava numa diversidade tarifária entre as áreas de concessão. Somava-se ainda o fato das concessionárias municipais preferirem investir em novas hidrelétricas a contratar a energia necessária no mercado, o que resultou em excedentes de geração e repasse de custos para o consumidor.

Havia uma modalidade de contrato entre as concessionárias de distribuição e as empresas regionais de geração, *tie-in contracts*, a qual repassava os custos de geração para a tarifa dos consumidores cativos da distribuidora, o que incentivava a ineficiência das empresas.

Em 1990 o *Norway's Energy Act* promoveu a separação do setor elétrico em três segmentos: geração, que seria desregulamentada; serviços de transmissão e distribuição regulamentados como monopólios naturais; e venda de energia na distribuição, onde seria introduzida a competição, independentemente do tipo de consumidor.

O *Energy Act* estabeleceu a obrigatoriedade da concessionária disponibilizar o seu sistema de transmissão a outros comercializadores de energia, assim como aos produtores e consumidores finais. A concessionária não poderia discriminar nenhum usuário da rede, ou seja, todos os agentes deveriam ser tratados igualmente.

Um *pool* existente desde 1971, o *Samkjoringen*, foi reorganizado para facilitar a competição. A empresa verticalmente integrada *Statkraft* foi dividida em uma companhia geradora pura, a *Norwegian Energy Corporation (Statkraft SF)*, e uma companhia responsabilizada pela transmissão, a *Norwegian Power Grid Co.(Statnett SF)*, que controla a operação da rede elétrica nacional. Mais tarde seria criada a *Statnett-Market*, uma subsidiária da *Statnett* que controlaria o mercado de energia. Por fim, o *Norwegian Water Resources and Energy Administration* foi nomeado como agente regulador.

Deve-se ressaltar que a desverticalização foi realizada sem que ocorresse a privatização de empresas, o que possibilitou uma aprovação com relativo consenso no país, uma vez que a presença do Estado no setor elétrico da Noruega sempre foi muito forte.

Como parte da reforma, as companhias de eletricidade municipais tinham que renegociar os contratos de longo prazo de compra de energia com os geradores, dos quais eram

proprietárias. Desde a reestruturação, cerca de 55% da geração pertence aos municípios, 30% a *Statkraft* e 15% pertence a companhias privadas [33], [38].

Em 1999, cerca de 70% da energia vendida era transacionada por contratos bilaterais. Estes contratos, que podem variar bastante em relação a tempo e preço, são determinados e despachados pelo fornecedor, mas o operador do sistema deve declarar esta transação como factível [38].

O mercado de eletricidade da Noruega está entre os mais abertos do mundo, uma vez que [37]:

- ✓ todos consumidores têm acesso ao mercado competitivo, incluindo as pequenas unidades consumidoras residenciais;
- ✓ a tarifa de transmissão é baseada nos preços nodais, sendo completamente independente dos contratos de comercialização;
- ✓ o *Nord Pool* organiza um mercado *spot* e um mercado de futuros (financeiro), onde é possível comercializar energia por meio de contratos semanais e até contratar energia para daqui a três anos;
- ✓ o despacho do sistema é baseado nas ofertas comerciais dos vendedores e compradores de energia no mercado;
- ✓ todos os agentes são livres para negociar contratos bilaterais com entrega física, mas a comercialização no mercado de futuros está aumentando rapidamente; e
- ✓ os preços em todos os mercados, incluindo os contratos bilaterais e o mercado de varejo (mercado *spot*) refletem as grandes mudanças ocorridas no suprimento e na demanda.

A reestruturação do setor elétrico norueguês permitiu a transição de um modelo monopolista para um de competição no varejo, ou seja, todo consumidor pode escolher o seu fornecedor de energia. Diferentemente de outros países que passaram pelo processo de reestruturação, a Noruega não privatizou suas empresas de geração, transmissão e distribuição.

Com relação à evolução do mercado, o consumo total anual (incluindo as perdas) cresceu aproximadamente 6,4% entre 1996 e 2002, ou uma taxa de 1,06% aa, enquanto a carga instalada diminuir cerca de 1,7% entre 1996 e 2001, ou 0,33% aa [33].

Assim, de forma análoga ao Reino Unido, o mercado norueguês apresentou-se praticamente estável no período em análise, bem diferente do mercado brasileiro que cresceu a uma taxa de 4,13% ao excluindo-se o período de racionamento [33].

3.2 - EVOLUÇÃO ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

3.2.1 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico até meados da década de 90 [20], [23].

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

O Ministério de Minas e Energia (MME) era responsável pela formulação da política energética do país, e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão vinculado diretamente ao Ministério, era responsável na regulação e fiscalização das concessionárias de energia elétrica.

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) respondiam pela coordenação do planejamento da expansão e da operação do sistema, atuando também como agente financiador do setor, e operando em todo o país por meio das seguintes empresas regionais: ELETRONORTE, FURNAS, CHESF e ELETROSUL, além de possuir participação acionária em todas as distribuidoras.

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

O Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) era responsável pelo planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição do país. Dessa forma, anualmente eram elaborados os Planos Decenais de expansão do setor, os quais avaliavam o mercado a ser atendido por meio de projeções de demanda e consumo por regiões, e estabeleciam uma lista de usinas e linhas de transmissão a serem implementadas. O planejamento possuía um caráter determinativo.

O Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) tinha a atribuição de planejar e executar a operação do sistema interligado nacional, com o objetivo de garantir o suprimento às distribuidoras, respeitando as restrições operacionais das usinas e linhas de transmissão e atendendo aos parâmetros técnicos de potência, tensão e frequência na rede.

As empresas eram verticalizadas, ou seja, exerciam as atividades de geração e transmissão (como FURNAS e CHESF), geração e distribuição (como CEB e LIGHT) ou abrangiam todos as áreas: geração, transmissão e distribuição (como CEMIG e CESP). A Figura 3.1 ilustra a estrutura organizacional do setor elétrico nessa época.

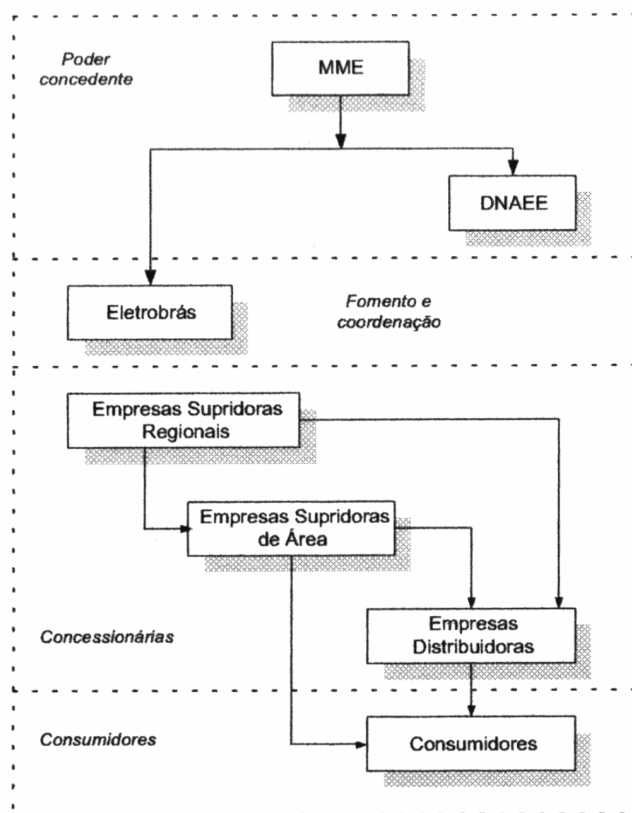


Figura 3.1: Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Antes da Reestruturação [20].

onde :

- As Empresas Supridoras Regionais, pertencentes ao governo federal, eram responsáveis pelas grandes usinas e pela rede de transmissão (ex: FURNAS, CHESF, ELETRONORTE e ELETROSUL); e
- As Empresas Supridoras de Áreas, pertencentes aos governos estaduais, respondiam por suas usinas e sistemas de transmissão dentro dos seus respectivos

estados, além de exercerem a atividade de distribuição de energia elétrica (ex: CEMIG, COPEL e CESP).

3.2.2 - Estrutura Institucional e Regulatória do Setor Elétrico até 2003.

3.2.2.1-Evolução da Legislação do Setor Elétrico e a Mudança do Modelo [20], [21], [22].

O modelo do setor elétrico vigente até meados da década de 90 apresentou grandes dificuldades na captação de recursos para garantir a expansão do sistema, as concessionárias passavam por enormes problemas financeiros, e havia elevada inadimplência intra-setorial.

A Constituição Federal, em seu art. 175, estabeleceu a obrigatoriedade do Poder Público empregar a licitação para a concessão ou permissão de serviços públicos.

Assim, o governo federal começou o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

O primeiro passo foi a publicação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que promoveu a desqualificação tarifária, extinguiu o regime de remuneração garantida das concessionárias, estabeleceu a obrigatoriedade de celebração de contratos de suprimento entre empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica, além de promover o encontro de contas entre os devedores e credores do setor elétrico.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, regulamentou o art. 175 da Constituição Federal, e definiu que a tarifa do serviço público concedido seria estabelecida com base no preço da proposta vencedora da licitação.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criou a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e concedeu aos grandes consumidores a alternativa de escolher seus fornecedores (consumidores livres).

Em 1996, o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás contrataram um consórcio internacional de empresas, liderado pela consultoria inglesa *Coopers & Lybrand*, para a elaboração de um novo modelo para o setor elétrico, objetivando:

- a reestruturação do mercado de energia elétrica, visando a competição nas áreas de geração e comercialização de energia, e o monopólio natural nos ramos de transmissão e distribuição; e
- nova organização institucional do setor.

Este trabalho foi finalizado em junho de 1997, o qual foi chamado de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). As principais propostas foram:

- o governo federal deveria atuar prioritariamente na formulação de políticas para o setor;
- a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor, seria responsável pela regulação, fiscalização, concessão e mediação do mercado de energia elétrica;
- o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) responderia pela programação, otimização e coordenação do despacho centralizado da geração e uso da rede de transmissão;
- o Mercado Atacadista de Energia (MAE) teria a atribuição de contabilizar e liquidar os contratos no mercado de curto prazo;
- o planejamento da expansão, antes realizado pelo GCPS com caráter determinativo, passaria a ser responsabilidade do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE), com característica indicativa;
- a Eletrobrás atuaria como agente financiador do setor, pelo menos num primeiro momento, e então esse papel passaria para o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e continuaria exercendo o papel de *holding* das empresas federais;
- as atividades de geração e comercialização de energia elétrica seriam inseridas num ambiente competitivo, mas a distribuição e transmissão permaneceriam como monopólios naturais sob forte regulação.

A Figura 3.2 ilustra a nova estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro, proposta pelo RE-SEB e implementada por leis específicas do setor.

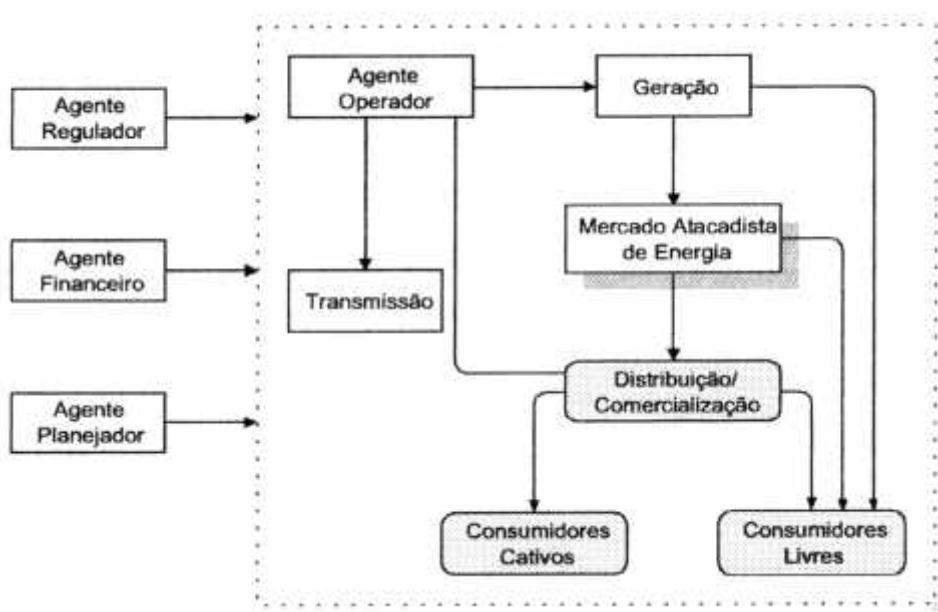


Figura 3.2: Estrutura organizacional do setor elétrico depois da reestruturação [20].

O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia (PIE) e por Autoprodutor, garantindo a esses agentes o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição das concessionárias, mediante o pagamento de encargos pelo uso da rede. O PIE recebe concessão ou autorização para produzir energia elétrica por sua conta e risco.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

A ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal.

As principais atribuições da ANEEL, estabelecidas no Decreto nº 2.335, de 1997, são:

- ✓ implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;
- ✓ incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;

- ✓ regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;
- ✓ regular e fiscalizar a conservação e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, bem como a utilização dos reservatórios de usinas hidrelétricas;
- ✓ fixar critérios para o cálculo do preço de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e arbitrar seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos, de modo a garantir aos requerentes o livre acesso, na forma da lei;
- ✓ incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;
- ✓ atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;
- ✓ autorizar cisões, fusões e transferências de concessões;
- ✓ fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;
- ✓ dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, entre esses agentes e seus consumidores, bem como entre os usuários dos reservatórios de usinas hidrelétricas;
- ✓ estimular e participar das atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico no setor de energia elétrica;
- ✓ expedir as outorgas dos direitos de uso dos recursos hídricos para fins de aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos;
- ✓ extinguir a concessão e a permissão de serviços de energia elétrica, nos casos previstos em lei e na forma prevista no contrato;
- ✓ elaborar editais e promover licitações destinadas à contratação de concessionários para aproveitamento de potenciais de energia hidráulica e para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica; e
- ✓ celebrar, gerir, rescindir e anular os contratos de concessão ou de permissão de serviços de energia elétrica e de concessão de uso de bem público relativos a potenciais de energia hidráulica, bem como de suas prorrogações.

A Lei nº 9.478, de 6 de outubro de 1997, instituiu a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, e cuja atribuição consiste em propor ao Presidente da República políticas e diretrizes para a área energética do país.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, permitiu que o Poder Executivo promovesse a reestruturação da ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, com vistas à privatização, objetivando inserir competitividade no mercado de energia elétrica.

Essa lei instituiu a livre negociação para compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados. Mas, para isso, foi definido um período de transição para a total liberação do mercado. O instrumento utilizado foi a assinatura de contratos entre as geradoras e as distribuidoras, estabelecendo os montantes de energia para os anos subsequentes, que ficaram conhecidos como “Contratos Iniciais”.

Conforme estabelecido na Lei nº 9.648, de 1998, a partir de 2003, o montante contratado pelas distribuidoras junto às geradoras, com exceção de ITAIPU, reduziria 25% ao ano. A Figura 3.3 ilustra os procedimentos adotados na celebração dos Contratos Iniciais.

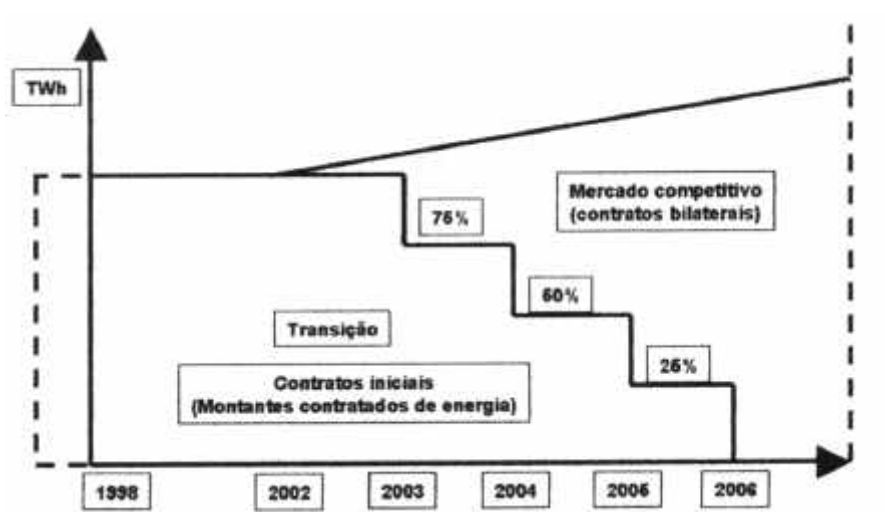


Figura 3.3: Redução dos Contratos Iniciais [32].

Foram criados, na mesma lei, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o objetivo de coordenar a operação das usinas e da rede de transmissão do sistema interligado nacional, e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente criado para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica.

O ONS absorveu as funções do GCOI, que foi extinto, e tem como principais atribuições:

- ✓ o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- ✓ a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- ✓ a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- ✓ a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- ✓ a proposição à ANEEL de ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados; e
- ✓ a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.

O despacho das usinas do sistema interligado é realizado de forma centralizada pelo ONS, visando à otimização energética dos reservatórios, redução das perdas de transmissão, redução dos custos de geração e transmissão e adequação às restrições técnicas do sistema elétrico.

O MAE foi criado com o intuito de ser o ambiente para a realização das transações no mercado de curto prazo, tendo como principais atribuições:

- ✓ promover o registro dos contratos e contabilizar as transações que tenham por objeto a negociação de energia elétrica;
- ✓ promover a liquidação financeira das transações efetuadas no Mercado de Curto Prazo;
- ✓ prover o acesso às informações sobre as operações realizadas no MAE;
- ✓ divulgar mensalmente, para o público geral, as informações sobre as operações realizadas no MAE; e
- ✓ implantar as Regras e os Procedimentos de Mercado, informando as possíveis anomalias e infrações ao Conselho de Administração e à ANEEL.

A participação no MAE é obrigatória para os seguintes agentes:

- titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW.
- titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica cujo montante seja igual ou superior a 300 GWh/ano; e
- titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica detentor de direitos de capacidade de transporte igual ou superior a 50 MW.

A participação no MAE é facultativa para os titulares de autorização para autoprodução e co-geração com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, cujas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo e não sejam despachadas pelo ONS. Também podem participar do MAE:

- os demais titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração;
- os titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica;
- os titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica; e
- os consumidores livres.

3.2.2.2 - Após a Reestruturação

Apesar das recomendações contidas no relatório final do Projeto RE-SEB, e da diretriz estabelecida no art. 5º da Lei nº 9.648, de 1998, a única subsidiária da Eletrobrás que passou pelo processo de cisão e privatização foi a ELETROSUL, cujos ativos de geração foram vendidos à iniciativa privada, constituindo a Tractebel Energia, e os ativos de transmissão permaneceram com a ELETROSUL.

As demais empresas, ELETRONORTE, FURNAS e CHESF, permaneceram verticalizadas, ou seja, com ativos em geração, transmissão, e no caso da ELETRONORTE, também na área de distribuição. Tal fato se repetiu em algumas empresas estaduais, como CEMIG e COPEL.

As concessionárias de distribuição continuaram exercendo a atividade de comercialização, tanto para consumidores cativos quanto para os livres. Também foi permitido a auto-contratação (*self-dealing*) até o limite de 30% do mercado da distribuidora, ou seja, foi autorizada a compra de energia de uma geradora ou comercializadora pertencente ao mesmo grupo acionário.

A legislação concedeu às distribuidoras o repasse integral na tarifa do valor de compra de energia, até o limite estabelecido pelo Valor Normativo (VN). Os valores acima do VN não são reconhecidos pela ANEEL nos Reajustes e Revisões Tarifárias.

Em julho de 2004, as comercializadoras de energia, agentes autorizados pela ANEEL, constituíam cerca de 45 empresas [24], sendo responsáveis por aproximadamente 9% da energia transacionada no mercado [44].

Após as privatizações promovidas pelo governo federal, o mercado de energia passou a ser constituído por 64 concessionárias de distribuição, sendo 43 empresas privadas e 21 estatais. Em abril de 2004, havia 1.013 agentes de geração, sendo 70 empresas estatais, 401 privadas (PIE) e 542 autoprodutores. No segmento de transmissão, existem 31 agentes, sendo 21 estatais e 10 privados [24].

Com base nas diretrizes contidas nas Leis nº 9.074, de 1995 e nº 9.648, de 1998, a ANEEL regulamentou as condições de contratação de energia para os consumidores livres por meio da Resolução nº 264, de 13 de agosto de 1998. As condições para conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica foram estabelecidas pela Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999.

Dessa forma, o consumidor passou a poder escolher livremente o seu fornecedor, desde que respeitados os contratos de fornecimento em vigor e atendida uma das seguintes condições:

- consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV;

- consumidores ligados após 08 de julho de 1995, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 3 MW, atendidos em qualquer tensão; ou
- consumidores ligados antes de 08 de julho de 1995, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu, em seu art. 17, que dá nova redação ao artigo 26 da Lei nº 9.427, de 1996, que:

- consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 500 kW, atendidos em qualquer tensão, podem optar pelo seu fornecedor, desde que a compra de energia seja realizada diretamente dos detentores de autorização para Pequenas Centrais Hidrelétricas ou fontes à base de biomassa, eólica ou solar.

Os consumidores livres devem celebrar contratos de uso e conexão do sistema de distribuição com as concessionárias de distribuição, caso a instalação tenha nível de tensão inferior a 230 kV. Se a unidade consumidora estiver conectada à rede básica (nível de tensão maior ou igual a 230 kV), deverão ser celebrados os contratos de uso e conexão ao sistema de transmissão, junto às concessionárias de transmissão, com interveniência do ONS.

Em março de 2004, havia 242 consumidores livres, respondendo por aproximadamente 11% do consumo total de energia elétrica no país, com a seguinte distribuição espacial por submercado [45]:

- Sudeste/Centro-Oeste: 184 consumidores ou 2300 MW médios;
- Nordeste: 21 consumidores ou 185 MW médios;
- Sul: 35 consumidores ou 308 MW médios; e
- Norte: 2 consumidores ou 55 MW médios.

Desde que o MAE entrou em funcionamento, os processos de contabilização e liquidação dos contratos encontram muitas dificuldades. A primeira liquidação, referente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, só ocorreu em dezembro de 2002, mesmo assim, ela foi fracionada em duas partes iguais, e a segunda etapa da 1ª liquidação encerrou -se em julho de 2003 com 88,4% de adimplência.

Em 2002, o MAE passou a ser regulado pela ANEEL, conforme estabelecido na Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002.

3.2.2.3 - O Racionamento de Energia [27]

Com objetivo de diversificar a matriz energética do país, o Governo Federal instituiu, no âmbito do MME, o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), por meio do Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Contudo, houve muitos atrasos na instalação de tais usinas.

As usinas integrantes do PPT fizeram jus às seguintes garantias:

- de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras estabelecidas pelo MME;
- da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da ANEEL; e
- acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico do BNDES.

Para equacionar a crise energética de 2001, o governo editou a Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, criando a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), cujas principais atribuições eram:

- estabelecer e gerenciar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;
- estabelecer e gerenciar o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica;

- acompanhar e avaliar as conseqüências macro e microeconômicas da crise de energia elétrica e das medidas adotadas para o seu enfrentamento;
- estabelecer limites de uso de energia elétrica;
- estabelecer medidas compulsórias de redução do consumo de energia elétrica;
- propor a alteração de tributos e tarifas sobre bens e equipamentos que produzam ou consumam energia;
- decidir quanto à implantação de racionamento e suspensão individual e coletiva do fornecimento de energia elétrica;
- articular-se com os Poderes da União e dos demais entes federados objetivando a implantação de programas de enfrentamento da crise de energia elétrica;
- impor restrições ao uso de recursos hídricos não destinados ao consumo humano e que sejam essenciais ao funcionamento de complexos hidroelétricos;
- adotar outras medidas para a redução do consumo e ampliação da transmissão e da oferta de energia elétrica; e
- estabelecer negociações com setores específicos de consumidores para maior economia de consumo de energia elétrica.

A falta de investimento ao longo dos anos nas áreas de geração e transmissão, o crescimento do consumo de energia, a matriz energética nacional predominantemente hidráulica (cerca de 90%), e um regime hidrológico desfavorável nos anos anteriores, contribuíram fortemente para a decretação de racionamento nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte em 2001.

Assim, o racionamento de energia vigorou no período de 1^o de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Na região Norte, o racionamento durou menos tempo, iniciou-se em 15 de agosto de 2001 e encerrou-se em 31 de dezembro de 2001.

Os consumidores residenciais, com consumos mensais inferiores a 100 kWh, não foram obrigados a reduzir o consumo, porém foram incentivados por meio de bônus nas faturas subsequentes. Os demais consumidores residenciais, comerciais, industriais e demais integrantes dos Grupos A e B da Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000,

tiveram como meta a redução de cerca de 20% do consumo referente à média dos meses de maio a julho de 2000.

Para aqueles que não cumpriram as metas de redução do consumo, foram aplicadas sobretaxas de até 200% sobre a tarifa aplicável, além da suspensão do fornecimento para os que ultrapassaram o valor estipulado pela segunda vez.

O racionamento terminou em 28 de fevereiro de 2002, alcançando a economia de 26 TWh no país durante todo o período em que esteve em vigor. A região Sudeste foi a que apresentou a maior redução no consumo, 19 TWh, e a região Norte, a menor, 782 GWh.

Com respeito ao valor da energia no mercado de curto prazo, a Figura 3.4 apresenta os valores comercializados no MAE no período do racionamento.

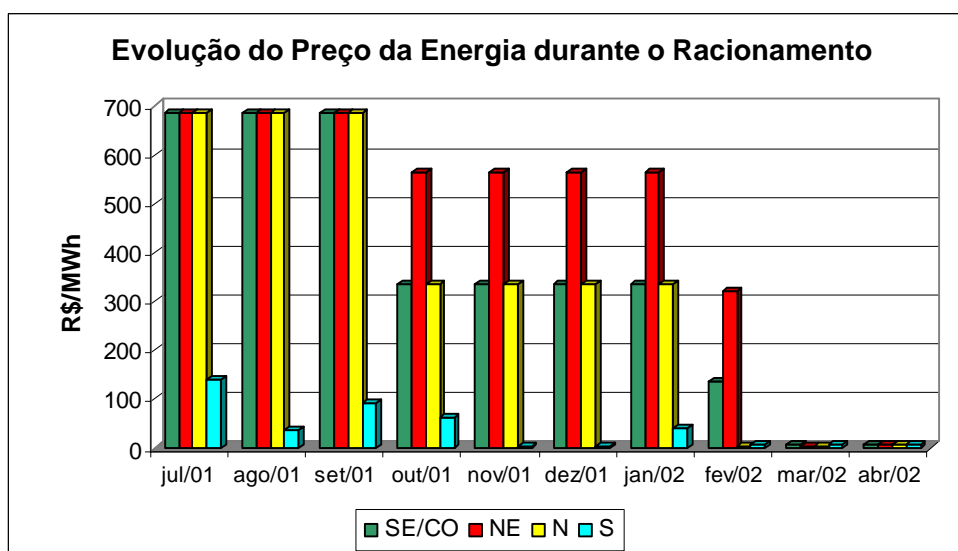


Figura 3.4: Evolução do Valor da Energia no MAE Durante o Racionamento [25].

Conforme ilustrado na Figura 3.4, o preço da energia em todas as regiões sob racionamento, nos meses de julho a setembro de 2001, atingiu o maior valor do período, 684 R\$/MWh. Nos meses seguintes, o preço reduziu para 336 R\$/MWh para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte, e 562,15 R\$/MWh para o submercado Nordeste. Com o fim do racionamento, os valores caíram em março de 2002 para 8,14 R\$/MWh no Sudeste, 6,97 R\$/MWh no Nordeste, e 4,49 R\$/MWh no Norte.

A Medida Provisória nº 2.209, de 29 de agosto de 2001, criou a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), com o objetivo de administrar os contratos com as usinas térmicas emergenciais na região Nordeste. A CBEE tem previsão de extinção em 30 de junho de 2006.

3.2.2.4 - A Revitalização do Modelo [28], [29], [30], [31], [32]

A Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) instituiu o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico por meio da Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001, tendo como principal função a formulação de propostas para o aperfeiçoamento do referido modelo.

Esse Comitê teve a coordenação do BNDES, e a participação do MME, do Ministério da Fazenda, da ANEEL, da Eletrobrás, da Advocacia Geral da União (AGU), e de diversos especialistas do setor. Os princípios que regeram os trabalhos foram:

- ✓ competição na geração e comercialização da energia;
- ✓ expansão dos investimentos privados; e
- ✓ regulação dos segmentos de transmissão e distribuição visando garantir a qualidade dos serviços.

Os temas prioritários dentro do Comitê foram:

- ✓ implementação de oferta de preços;
- ✓ comercialização da energia de serviço público federal;
- ✓ exigências de contratação bilateral;
- ✓ mudanças no Valor Normativo (VN);
- ✓ incentivo à geração térmica a gás natural;
- ✓ consumidores livres e cativos;
- ✓ desverticalização e limites para participações cruzadas e auto-contratação;
- ✓ abertura das parcelas das tarifas das distribuidoras e realinhamento tarifário; e
- ✓ revisões tarifárias das distribuidoras.

Uma das principais realizações do Comitê de Revitalização foi a articulação do Acordo Geral do Setor Elétrico, resultando na edição da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, que foi convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Assim, ficou acordado que as distribuidoras seriam ressarcidas dos prejuízos provocados pelo racionamento por meio da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), adicionando-se assim, 2,9% às tarifas dos consumidores integrantes das classes Residencial, Rural e Iluminação Pública, e 7,9% às tarifas das demais classes, por prazos específicos para cada concessionária.

As propostas elaboradas pelo Comitê de Revitalização, constantes nos quatro Relatórios de Progresso foram implementadas, em parte, pela Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002, que foi convertida na Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

A Lei nº 10.438, de 2002, abordou diversos temas importantes sobre o setor de energia, dentre os quais pode-se citar:

- ✓ a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) para cobrir as perdas das distribuidoras com o racionamento;
- ✓ o Encargo de Capacidade Emergencial, administrado pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), para custear o aluguel das usinas térmicas emergenciais na região Nordeste;
- ✓ os novos critérios para a classificação das unidades consumidoras na Subclasse Residencial Baixa Renda;
- ✓ o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);
- ✓ as diretrizes para a Universalização do serviço público de energia elétrica;
- ✓ a criação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com objetivo de promover a Universalização e a produção de energia elétrica a partir de fontes alternativas (PROINFA); e
- ✓ a obrigatoriedade das geradoras sob controle federal de comercializar 50% da sua energia assegurada por meio de leilões públicos, exceto Itaipu e Eletronuclear, e a parcela que não for negociada nos referidos leilões deverá ser liquidada no mercado de curto prazo do MAE.

A Lei nº 10.604, de 2002, estabeleceu que:

- as concessionárias de distribuição somente poderão estabelecer contratos de compra de energia elétrica por meio de licitação, na modalidade de leilão, ou por meio dos leilões públicos das geradoras federais, estabelecido no art. 27 da Lei nº 10.438, de 2002;
- os consumidores cativos do Grupo A deverão substituir os contratos de fornecimento de energia por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição e de compra de energia elétrica;
- ficou autorizado a concessão de subvenção econômica aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda, com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária, com recursos da Reserva Global de Reversão (RGR);
- as concessionárias de geração sob controle federal também poderão comercializar energia elétrica por meio de leilões exclusivos a consumidores finais;
- as concessionárias federais e estaduais de geração poderão aditar os Contratos Iniciais ou equivalentes que estivessem em vigor na data de publicação dessa lei;
- a parcela da energia que não for comercializada pelas geradoras deverá ser liquidada no mercado de curto prazo do MAE.

O Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, alterado posteriormente pelo Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003, estabeleceu as normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica, além dos critérios para o Realinhamento Tarifário, com a redução gradativa dos subsídios cruzados existentes entre as classes de consumidores.

A Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, criou o Programa Emergencial de Apoio às Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, com o intuito de suprir a falta de recursos decorrente do adiamento da aplicação do mecanismo de compensação das variações, ocorridas entre os reajustes tarifários anuais, de valores de itens da "Parcela A" previstos nos contratos de concessão.

Esse auxílio, por meio de financiamento do BNDES às distribuidoras, só é válido para as concessionárias que tiverem reajustes ou revisões tarifárias no período de 8 de abril de 2003 a 7 de abril de 2004. Tais recursos deverão ser prioritariamente destinados ao

adimplemento das obrigações intra-setoriais assumidas pela empresa com os demais agentes do setor.

Ficou também estabelecido que a concessionária que estiver inadimplente com o recolhimento das parcelas das quotas anuais da RGR, CDE, PROINFA, CCC, ou da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, não fará jus à revisão ou reajuste tarifário, independentemente do que estiver estipulado em seu contrato de concessão.

Outro aspecto importante foi a destinação da CDE como fonte de recursos para a concessão de subvenção econômica aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, além de ser responsável pela promoção da Universalização e garantir a competitividade da energia proveniente de fontes alternativas.

A Lei nº 10.762, de 2003, também deu nova redação a diversos artigos da Lei nº 10.438, de 2002, reestruturando o PROINFA e dando novas diretrizes para a obtenção da Universalização do serviço público de energia elétrica.

4 - NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Em janeiro de 2003, primeiro mês do atual governo, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva anunciou que seria proposto um novo modelo para o setor elétrico. Dessa forma, em dezembro do mesmo ano, o Governo Federal editou as Medidas Provisórias n^{os} 144 e 145 contendo as diretrizes para construção de outro marco regulatório para o setor elétrico, as quais foram posteriormente convertidas nas leis n^o 10.848 e n^o 10.847, em 15 de março de 2004, respectivamente.

Em 30 de julho de 2004, foi publicado o Decreto n^o 5.163 regulamentando a comercialização de energia, as alterações nos processos de outorga de concessões e autorizações para geração de energia elétrica.

As premissas que nortearam a elaboração dessa nova configuração do setor elétrico foram: segurança no suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

As diretrizes para o alcance da universalização do serviço público de energia elétrica foram inicialmente estabelecidas na Lei n^o 10.438, de 2002, sendo posteriormente alteradas pela Lei n^o 10.762, de 2003.

A segurança no suprimento está baseada na obrigatoriedade das distribuidoras e dos consumidores livres comprovarem a contratação de todo o seu mercado ou carga, por meio de contratos com lastros físicos de geração, e aplicação de penalidades por seu descumprimento.

A modicidade tarifária, por sua vez, decorrerá do procedimento de compra e venda de energia por meio de leilões, os quais serão realizados com adoção do critério de menor tarifa.

Os principais pilares do novo modelo consistem no planejamento de longo prazo, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que funcionará como um *pool* e sucederá ao MAE, na

coexistência dos ambientes de contratação regulada e livre, e na premissa de que as distribuidoras deverão prever e contratar energia suficiente para atender todo seu mercado.

4.1 - NOVOS AGENTES

4.1.1 - Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [47]

A Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, autorizou a criação da EPE, que será responsável pelo planejamento energético de médio e longo prazos para o setor, tendo por atribuições:

- ✓ realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- ✓ elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- ✓ identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- ✓ dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- ✓ realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- ✓ obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- ✓ elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- ✓ promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- ✓ promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- ✓ desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- ✓ efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- ✓ elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- ✓ desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

- ✓ dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- ✓ promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;
- ✓ promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- ✓ promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e
- ✓ desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

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

4.1.2 - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [48],[54], [57]

A CCEE irá suceder ao MAE, tendo por principais atribuições a contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia no mercado de curto prazo, além de funcionar como um *pool*, gerenciando todos os contratos a serem firmados por cada um dos geradores com todas as distribuidoras. Assim, a ANEEL deverá considerar a tarifa de suprimento apurada pela CCEE no cálculo das tarifas de fornecimento dos consumidores cativos.

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

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

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

4.1.3 - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) [55]

Segundo o Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, o CMSE atuará no âmbito do MME, e sob sua coordenação direta, no acompanhamento e avaliação da continuidade e da segurança do abastecimento eletro-energético no país, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

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

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

O comitê terá as seguintes atribuições: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, com avaliações das condições de abastecimento e atendimento em horizontes pré-determinados.

Outra função do CMSE será realizar análises periódicas e integradas de segurança do abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, além de identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial e outros que possam afetar a regularidade e a segurança do sistema. O comitê

também ficará responsável por elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações que promovam a manutenção da segurança do sistema elétrico.

4.2 - NOVAS ATRIBUIÇÕES DOS AGENTES EXISTENTES [48], [54]

4.2.1 – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Lei nº 10.848, de 2004, retirou algumas atribuições instituídas pela Lei nº 9.427, de 1996, à ANEEL, destacando-se o exercício do Poder Concedente que retornou ao MME.

Dessa forma, a ANEEL passa a promover somente a parte operacional das licitações nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outorgar concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos mediante delegação e segundo as diretrizes do plano de outorga estabelecido pelo Poder Concedente.

A celebração do contrato fica sob a responsabilidade do MME e competirá à ANEEL a gestão desses contratos. Por outro lado, foram adicionadas novas atribuições à Agência, relacionadas a seguir:

- ✓ promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado;
- ✓ estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores livres;
- ✓ definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:
 - a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e
 - b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

4.2.2 – Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A Lei nº 10.848, de 2004, também alterou algumas atribuições do ONS, porém a principal modificação residiu na estrutura organizacional da empresa. Assim, foi determinada a

constituição de nova diretoria com cinco integrantes, que passou a ser colegiada e com mandatos fixos de quatro anos, não coincidentes, sendo três diretores indicados pelo Poder Concedente, entre eles o Diretor Geral, e dois indicados pelos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O ONS passará a propor ao Poder Concedente, e não mais à ANEEL, as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão.

4.2.3 – Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME volta a exercer o Poder Concedente, o que anteriormente estava designado à ANEEL. Dessa forma, caberá ao Ministério a assinatura dos contratos para concessão de linhas de transmissão, geração e distribuição de energia elétrica.

A Lei nº 10.848, de 2004, estabeleceu as diretrizes do Novo Modelo, mas ficou estabelecido que os principais pontos seriam regulamentados pelo MME, por meio de Decretos. Com isso, o Ministério passou a concentrar as principais decisões, restringindo, portanto, a atuação da ANEEL.

Competirá ao MME definir, anualmente, o montante de energia a ser contratado no mercado regulado, além de aprovar a lista de empreendimentos de geração, elaborada pela EPE, que participarão dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada. No entanto, até a implantação da EPE, caberá ao MME as atribuições de planejamento de médio e longo prazos para o setor elétrico.

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

4.3 - AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR) [54]

No Ambiente de Contratação Regulada, serão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de licitações, envolvendo as distribuidoras de energia elétrica. Os agentes vendedores serão os titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica.

As distribuidoras deverão comprar a energia necessária para atender a 100% de seu mercado cativo, mediante Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), os quais serão celebrados entre as distribuidoras e as concessionárias ou autorizadas de geração, com intermediação da CCEE.

Neste ambiente, os riscos hidrológicos serão assumidos pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia, e pelos compradores, nos Contratos de Disponibilidade de Energia, sendo garantido o repasse dos custos aos consumidores finais, que são cativos.

Como as distribuidoras somente poderão comprar energia por meio de licitação, ressalvados os contratos bilaterais já firmados pelas empresas antes da Lei nº 10.848, de 2004, e a cota obrigatória da energia de Itaipu para as concessionárias das regiões sul, sudeste e centro-oeste, serão promovidos pela ANEEL três tipos de leilão:

- ✓ de energia gerada por usinas já existentes;
- ✓ de energia a ser produzida por novos empreendimentos de geração; e
- ✓ de ajuste (onde também serão compradas montantes de energia proveniente de unidades geradoras já existentes).

Os novos empreendimentos de geração são aqueles que ainda não detêm concessão, permissão ou autorização antes da publicação do edital do respectivo leilão, ou fazem parte de usinas já existentes sob processo de ampliação de sua capacidade instalada.

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

Segundo o Decreto nº 5.163, de 2004, todos os geradores, autoprodutores, consumidores livres e distribuidoras deverão informar ao Ministério até 1º de agosto de cada ano, a partir de 2005, estimativas dos seus mercados ou cargas dos cinco anos subseqüentes, além das distribuidoras terem de relatar o montante de energia que será contratado em cada um dos leilões, 60 dias antes da realização da licitação.

Os editais dos leilões para novos empreendimentos de geração serão elaborados pela ANEEL e deverão conter, dentre outras, as seguintes informações:

- a utilização do critério de menor tarifa no julgamento;
- o percentual mínimo de energia proveniente de hidrelétricas para o ACR;
- os locais e horários para que o interessado tenha acesso aos estudos de viabilidade técnica e de impacto ambiental, além das licenças ambientais prévias;
- o valor anual do Uso do Bem Público (UBP);
- o valor do custo marginal de referência; e
- os critérios de reajuste ou revisão das tarifas.

4.3.1 – Geração Distribuída [54]

As distribuidoras poderão adquirir energia proveniente de unidades de geração distribuída, até o limite de 10% de seu mercado, por meio de chamada pública. De acordo com o Decreto nº 5.163, de 2004, será considerada geração distribuída toda energia originada de agentes concessionários, permissionários ou autorizados que estejam conectados à rede da distribuidora, exceto:

- ✓ usina hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- ✓ usina termelétrica, inclusive de cogeração, cuja eficiência energética seja inferior a 75%.

Porém, abriu-se exceção às unidades geradoras que utilizam biomassa ou resíduos de processo como combustível, as quais não precisarão comprovar limite mínimo de eficiência energética.

4.4 - AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) [48], [54]

Neste ambiente, ocorrerão a compra e venda de energia, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, com a participação dos agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres, não sendo permitido à distribuidora a aquisição de energia neste mercado.

Também serão incluídos nos ACL os consumidores com carga maior ou igual a 500 kW que comprarem energia diretamente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), fontes à base de biomassa, eólica ou solar.

Os geradores federais, estaduais ou municipais poderão comercializar parte de sua energia assegurada no ACL, utilizando as seguintes opções:

- ✓ leilões exclusivos para consumidores finais ou leilões organizados pelos próprios consumidores;
- ✓ oferta pública para atendimento da expansão de consumidores existentes ou para novos consumidores, somente àqueles com demanda igual ou superior a 50MW;
- ✓ leilões, chamadas ou ofertas públicas aos demais agentes vendedores e exportadores; e
- ✓ a possibilidade de aditamento dos contratos de fornecimento com consumidores finais, em vigor em 26 de agosto de 2002, até o final de 2010.

4.4.1 – Consumidores Livres [54]

O Decreto nº 5.163, de 2004, definiu o consumidor potencialmente livre com sendo aquele que possui demanda igual ou superior a 3 MW e é atendido em qualquer nível de tensão. Dessa forma, houve uma flexibilização dos critérios anteriormente estabelecidos pela Lei nº 9.074, de 1995, uma vez que, havia limitação do nível de tensão (maior ou igual a 69 kV) para as unidades consumidoras ligadas antes de julho de 1995.

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

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

Contudo, para o consumidor livre retornar à condição de cativo da concessionária local, deverá informá-la com antecedência mínima de 5 anos, a menos que a distribuidora tenha o interesse de reduzir esse prazo.

Ficou também estabelecido que o consumidor livre deverá informar ao Poder Concedente, ou seja, ao MME, o montante da energia contratada para atender o seu consumo, sendo que haverá penalidade para o caso de subcontratação.

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

4.5 – DESVERTICALIZAÇÃO E FIM ÀS PRIVATIZAÇÕES [48]

As distribuidoras pertencentes ao Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão possuir ativos nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, nem vender energia a consumidores livres fora da sua área de concessão.

O art. 20 da Lei nº 10.848, de 2004, estabeleceu o prazo de 18 meses, contados a partir da data de sua publicação (16 de março) para as empresas adaptarem-se às novas regras. Tal prazo poderá ser prorrogado, uma única vez, por igual período pela ANEEL.

Contudo, para as empresas que atendem aos sistemas isolados, e às pequenas distribuidoras, cujo mercado seja inferior a 500 GWh/ano e a totalidade da energia gerada sob regime de serviço público seja destinada ao consumo próprio, não existe a obrigatoriedade da desverticalização.

Ficou também estabelecido que a ELETROBRÁS, FURNAS, ELETRONORTE, CHESF e CGTEE não constam mais do Programa Nacional de Desestatização – PND, e a ELETROSUL recebeu autorização para atuar também na geração de energia elétrica.

4.6 - AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO [48],[54]

Segundo as novas regras, as distribuidoras deverão atender a 100% do seu mercado, mediante contratação regulada e aquisição da energia por meio de leilões, além de serem obrigadas a prever seus mercados com antecedência de cinco anos.

Serão garantidos os repasses integrais às tarifas dos consumidores cativos até o limite de 3% de sobrecontratação. Para os casos de subcontratação, será permitido o repasse do menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e o Valor de Referência (VR), que será definido no item 4.10.1, além da aplicação de penalidades.

Para energia contratada a partir de geração distribuída, fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa que integrem o PROINFA, não haverá necessidade de licitação para sua aquisição, respeitados os limites de contratação e repasse às tarifas (VR).

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

O Decreto nº 5.163, de 2004, estabeleceu que as distribuidoras deverão incorporar as redes particulares de energia elétrica, em qualquer tensão, que não possuam autorização do poder concedente até 31 de dezembro de 2005, conforme dispuser a Resolução a ser elaborada pela ANEEL.

Também ficou estabelecido que as distribuidoras deverão assinar com os consumidores potencialmente livres contratos distintos para conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra e venda de energia, a partir de outubro de 2004, nas datas de reajuste ou revisão tarifária, o que ocorrer primeiro.

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

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

- ✓ aquisição nos leilões do ACR;
- ✓ compra dos geradores distribuídos;
- ✓ mediante tarifa regulada de seu atual supridor; ou
- ✓ promoção de licitação pública para aquisição de energia.

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

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

4.7 - AGENTES DE GERAÇÃO [48],[54]

Os agentes de geração poderão exercer três papéis distintos: concessionários de serviço público de geração (CSPG), produtor independente de energia elétrica (PIE) ou autoprodutor.

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

Todos os geradores deverão possuir garantias físicas de energia e potência para constituírem os lastros nos contratos de compra e venda de energia firmados na CCEE. Caberá ao Ministério de Minas e Energia definir, mediante critérios propostos pelo CNPE, a forma de cálculo das referidas garantias, a ser executado pela EPE.

Caso não seja cumprido o prazo para a entrada em operação comercial das unidades geradoras, e o lastro de energia verificado não seja suficiente, o gerador deverá celebrar contratos de compra de energia para atender suas obrigações, assumindo todos os riscos associados, inclusive a diferença de preços entre submercados, além de sofrer as penalidades previstas na convenção de comercialização.

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

4.8 - AGENTES DE TRANSMISSÃO [54]

O novo modelo não prevê grandes alterações para os agentes de transmissão, uma vez que este segmento foi considerado eficiente e serviu de inspiração para a formatação das novas concessões de usinas.

Contudo, segundo o Decreto nº 5.163, de 2004, o MME estabelecerá a metodologia para utilização de sinal locacional, a ser utilizada pela ANEEL, no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e na determinação dos fatores de perdas.

4.9 - AGENTES DE COMERCIALIZAÇÃO [54]

As comercializadoras de energia poderão atuar no ambiente de contratação livre, vendendo seus produtos aos consumidores que optaram por outros fornecedores e comprando os

respectivos lastros de energia dos geradores que destinaram toda ou parte de suas produções a esse ambiente.

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

O Decreto nº 5.163, de 2004, obrigou as comercializadoras, juntamente com os demais agentes vendedores, a informar anualmente a previsão de seus mercados para os cinco anos subsequentes.

4.10 - CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA [48],[54]

4.10.1 – Aspectos Gerais

Conforme apresentado no item 4.3, as distribuidoras deverão prever seus mercados com cinco anos de antecedência e informar ao MME, discriminando a parcela relativa aos consumidores potencialmente livres. A Figura 4.1 ilustra as formas de contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

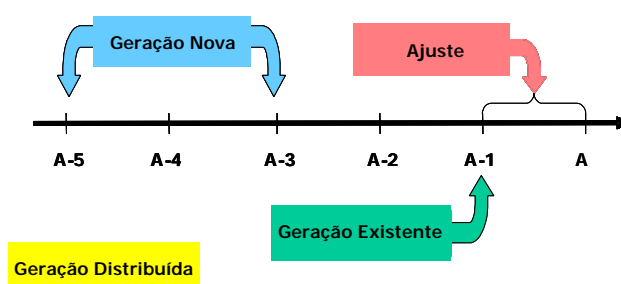


Figura 4.1: Tipos de Contratação de Energia no ACR [46].

A contratação de energia proveniente de novas unidades geradoras destina-se ao atendimento da expansão da carga, e será promovida por meio de leilões com antecedência de cinco (A-5) e três anos (A-3) da realização do mercado previsto pelas distribuidoras (ano A), conforme ilustrado na Figura 4.1.

Os contratos celebrados nos anos A-5 e A-3 terão vigência de 15 a 35 anos, com início do suprimento no ano A. Para o primeiro caso, será permitido às distribuidoras o repasse

integral dos custos da aquisição de energia aos consumidores cativos. Já para o montante contratado no leilão no ano A-3, será garantido o repasse total dos custos de compra somente até o limite de 2% do mercado da distribuidora.

A contratação de energia existente, proveniente das usinas que já estavam em funcionamento no ano 2000, também será realizada por meio de leilões, cujos contratos terão duração de 3 a 15 anos, e início de suprimento para janeiro do ano subsequente .

Por fim, a contratação de ajuste destina-se a complementação da parcela do mercado previsto pelas distribuidoras para o ano A que não foi coberto nas licitações dos anos anteriores, limitado a 1% carga total contratada da distribuidora.

Esse tipo de compra de energia ocorrerá no ano A, por meio de leilão público com a participação dos geradores estatais, produtores independentes de energia, importadores e comercializadores, sendo que os contratos firmados terão vigência de até 2 anos, com entrega no prazo máximo de 4 meses.

4.10.2 – Período de Transição

Em virtude das novas regras para contratação de energia, da redução dos contratos iniciais que se encerrarão em janeiro de 2006 e a conseqüente elevação do montante de energia descontratada das geradoras existentes, além do tempo necessário para a construção de novas usinas, foi estabelecido um período de transição entre 2004 e 2009.

Dessa forma, o Decreto nº 5.163, de 2004, determinou que a ANEEL organize até o final de 2004, ou delegue essa função à CCEE, um grande leilão de energia proveniente de usinas existentes.

Nesse leilão, serão celebrados contratos para início do fornecimento em 2005, 2006 e 2007, cujos prazos mínimos de vigência serão de oito anos, e contratos para entrega da energia em 2008 e 2009, mas com prazos mínimos de cinco anos de vigência.

Excepcionalmente para o mencionado leilão de 2004, o prazo para as distribuidoras apresentarem as projeções anuais e os montantes a serem contratados até 2009, é 30 de

setembro. O Ministério irá definir o preço máximo (teto) para os leilões de energia de empreendimentos existentes.

Com respeito à redução dos contratos com as geradoras em razão da opção dos consumidores potencialmente livres por outros fornecedores, a partir de janeiro de 2010, a distribuidora não poderá reduzir seus contratos pela transformação desses consumidores em autoprodutores ou produtores independentes, desde que tenham sido avisadas com três anos de antecedência.

Com relação ao repasse às tarifas dos consumidores cativos, a ANEEL calculará o Valor Anual de Referência (VR), nos termos da equação (4.1):

$$VR = \frac{VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3}{Q5 + Q3} \quad (4.1)$$

onde:

- VL5 é valor da energia adquirida no ano A-5, em R\$/MWh;
- VL3 é valor da energia adquirida no ano A-3, em R\$/MWh;
- Q5 é o montante de energia adquirido no ano A-5, em MWh;
- Q3 é o montante de energia adquirido no ano A-3, em MWh; e
- VR é o valor de referência a ser publicado pela ANEEL, em R\$/MWh.

O valor de VR para os anos de 2005 e 2006 será igual ao preço da energia mais cara adquirida nos leilões realizados em 2004, para início de fornecimento naqueles anos. Já para os anos de 2007 e 2008, VR será determinado pela equação (4.1), mas considerando:

- VL5 e Q5 como os valores de compra e os montantes de energia adquiridos nos leilões de energia para novas usinas, realizados até o fim de 2005, com início de fornecimento em 2009 e 2010; e
- VL3 e Q3 como valores de compra e as quantidades adquiridas nos leilões de energia para novos empreendimentos, realizados até o fim de 2005, com entrega prevista para 2007 e 2008.

4.10.3 – A partir de 2009

Após o período de transição, os repasses dos custos de aquisição de energia nos leilões realizados nos anos A-5 e A-3 aos consumidores respeitarão as seguintes diretrizes:

- para os leilões do ano A-5, será repassado para a tarifa do consumidor, nos três primeiros anos, o preço médio ponderado dos custos de aquisição de energia nos leilões de energia nova (VR) determinado pela equação (4.1), mas a partir do quarto ano, haverá repasse integral do valor de compra;
- para os leilões do ano A-3, até o limite de 2% do mercado da distribuidora, haverá repasse do VR nos três primeiros anos e do valor integral a partir do quarto ano, mas a parcela contratada que exceder esse limite, será valorada pelo mínimo entre VL5 e VL3.

Contudo, os custos referentes à energia contratada nos leilões de usinas existentes serão integralmente repassados às tarifas dos consumidores cativos. Já para os montantes adquiridos nos leilões de ajuste e àqueles provenientes de geração distribuída, o limite de transferência dos custos será VR.

Com relação à energia contratada de Itaipu, das usinas da primeira etapa do PROINFA e àquela dos contratos bilaterais firmados até a publicação da Lei nº 10.848, ou seja, 16 de março de 2004, o novo modelo preserva as regras vigentes de repasse dos custos às tarifas reguladas.

Nos leilões de energia proveniente de unidades geradoras já existentes realizados a partir de 2009, as distribuidoras poderão comprar até 5% acima da quantidade de energia elétrica referente aos contratos que se encerrarem a partir de 2009 (limite máximo). Tal quantidade foi denominada como montante de reposição (MR).

Porém, também foi estabelecido um limite mínimo para esse tipo de contratação, a ser determinado nos termos da equação (4.2).

$$LI = MR - 4\% MI \quad (4.2)$$

onde:

- LI é limite inferior de contratação, em MWh;
- MR é o montante de reposição, em MWh; e
- MI é o montante inicial contratado considerado na determinação de MR, em MWh.

Se o total contratado nos leilões de energia de usinas existentes for inferior a LI, os repasses dos custos da energia adquirida nos leilões A-5 e A-3 serão limitados pelo Valor de Referência da Energia Existentes (VRE), determinado pela equação (4.3).

$$VRE = \frac{VR \times VLE}{VL5} \quad (4.3)$$

onde:

- VR é valor de referência calculado pela equação (4.1), em R\$/MWh;
- VLE é o valor médio ponderado da energia adquirida nos leilões de usinas existentes realizados no ano A-1, em R\$/MWh; e
- VL5 é valor da energia adquirida no ano A-5, em R\$/MWh.

As distribuidoras estarão dispensadas desse limite de repasse se a razão da contratação inferior aos montantes de reposição, residir na insuficiência de energia ofertada nos leilões de geração existentes realizadas no ano A-1.

A Tabela 4.1 apresenta um exemplo resumindo os principais mecanismos de contratação e as regras para o repasse dos custos à tarifa dos consumidores cativos.

Tabela 4.1: Resumo Exemplificado das Novas Regras de Contratação

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

Por fim, deve-se destacar que as simulações das alternativas de contratação de energia para os anos de 2009 a 2011, descritas nos Capítulos 5 e 6, consideraram a hipótese de que não haveria término de contratos nos referidos anos, ou seja, não haveria a limitação de contratação de 5% acima do montante de reposição.

5 – RISCOS ASSOCIADOS AO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

5.1 - ASPECTOS GERAIS

A característica mais marcante do Novo Modelo é a concentração de poder no Governo Federal, mais especificamente no Ministério de Minas e Energia. O Planejamento da expansão estará sob responsabilidade da EPE, estatal que terá o Presidente do Conselho de Administração indicado pelo próprio Ministro de Estado de Minas e Energia.

Na diretoria do ONS, o governo indica três dos cinco integrantes, incluindo o Diretor Geral. A CCEE, que sucederá o MAE, também será dirigida por representante do governo. E por fim, o CMSE que tem por finalidade acompanhar e avaliar continuamente a segurança no abastecimento energético do país, também será presidido pelo MME.

Mas talvez a maior demonstração de que haverá concentração das decisões no Poder Executivo está no art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004, o qual transfere aos Decretos que regulamentarão a lei a incumbência de detalhar diversos pontos importantes dentro do novo arcabouço regulatório, tais como:

- as condições gerais e processos de contratação regulada;
- as condições de contratação livre; e
- os processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Como a referida lei apresentou apenas a nova estrutura do setor elétrico, deixando a maior parte das novas regras a cargo do MME, criou-se um ambiente de incertezas sobre a estabilidade regulatória a médio e longo prazos, o que poderá afetar o nível de investimento dos agentes privados no setor.

Ficou estabelecido que as distribuidoras deverão comprar toda a energia necessária para atender aos seus consumidores cativos nos leilões organizados pela CCEE, assinando contratos com todas as geradoras vencedoras dos respectivos leilões.

Dessa forma, as geradoras estarão expostas ao risco de inadimplência das distribuidoras, uma vez que várias empresas estão em situação financeira delicada, destacando-se as empresas federalizadas, e as garantias oferecidas podem não ser suficientes. Com a perspectiva de aumento do risco de crédito, os bancos tenderão a elevar os custos de financiamento, o que poderá inviabilizar a construção de novas usinas [41], [42].

Conforme descrito no item 4.6, as distribuidoras poderão ficar ser reajustes ou revisões tarifárias caso apresentem inadimplência com relação aos encargos setoriais, à energia contratada de Itaipu ou adquirida no ACR.

Além disso, as distribuidoras estarão expostas aos riscos associados à contratação de energia nos leilões, pois deverão prever seus mercados com 5 anos de antecedência. A empresa que estiver sobrecontratada poderá reduzir, anualmente, até 4% do montante inicial contratado nos leilões de energia proveniente de usinas existentes.

Também serão permitidos repasses integrais para a tarifa dos consumidores cativos até o limite de 3% acima do mercado verificado. Mas para o caso de subcontratação, a distribuidora estará exposta ao mercado de curto prazo, sendo permitido o repasse do menor valor entre PLD e o VR, além da aplicação de penalidades.

Assim, para minimizar o risco de penalização por erros de previsão, as distribuidoras tenderão a celebrar contratos de curta duração e, por isso, as geradoras já existentes estarão expostas às variações no mercado cativo das distribuidoras, sob risco de redução de receita [41].

Com o objetivo de reduzir a exposição das empresas às flutuações dos mercados cativos das distribuidoras, e dos preços dos leilões de energia velha, as geradoras estão realizando leilões de venda de energia direcionados aos consumidores livres, celebrando contratos de médio e longo prazos. Os montantes ofertados são resultado da redução dos contratos iniciais, estabelecido na Lei nº 9.648, de 1998.

5.2 - RISCOS ASSOCIADOS ÀS DISTRIBUIDORAS

5.2.1 – Estudo de Caso

Este estudo simula os efeitos das novas regras nas operações de compra e venda de energia para uma concessionária de distribuição qualquer. Para isso, considerou-se o fato de que a distribuidora deverá prever seu mercado com cinco anos de antecedência, e contratar toda energia necessária para atender seus consumidores cativos nos leilões do ACR, sendo que os eventuais desvios de contratação serão liquidados no mercado de curto prazo.

Para estimar os riscos que a distribuidora estará exposta nessas operações, utilizou-se a Simulação de Monte Carlo para gerar 1000 cenários possíveis de mercados e preços.

5.2.1.1 - Premissas Adotadas

Para realizar as simulações, foram consideradas as seguintes hipóteses:

- ✓ a análise foi realizada para os anos de 2009, 2010 e 2011;
- ✓ a distribuidora compra compulsoriamente uma cota da energia de Itaipu;
- ✓ os contratos firmados com Produtores Independentes de Energia e aqueles celebrados com agentes pertencentes ao mesmo grupo acionário (*self-dealing*) são de longo prazo e serão respeitados [48], [54];
- ✓ as diferenças entre o montante contratado e o verificado serão liquidadas anualmente no mercado de curto prazo;
- ✓ o valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), para cada ano analisado, foi definido na Tabela 5.8;
- ✓ adotou-se o valor máximo do PLD igual a 452,00 R\$/MWh [50] para todos os anos simulados, conforme Tabela 5.8;
- ✓ os montantes a serem contratados no leilão de 2004, para energia proveniente de usinas existentes, serão entregues nos anos 2005, 2006, 2007 e 2008, com prazos de vigência de 10, 9, 8 e 7 anos, respectivamente;
- ✓ o leilão de energia de novos empreendimentos para entrega em 2009 (ano A-5) será realizado no início de 2005, com prazo de 15 anos para vigência dos contratos;
- ✓ o leilão de energia de novas usinas no ano A-3, para entrega em 2009, será realizado em 2006, com prazo de 15 anos para vigência dos contratos;

- ✓ o leilão de energia de novos empreendimentos para entrega em 2010 (ano A-5) será realizado no fim de 2005, com prazo de 15 anos para vigência dos contratos;
- ✓ o leilão de energia de novas usinas no ano A-3, para entrega em 2010, será realizado em 2007, com prazo de 15 anos para vigência dos contratos;
- ✓ o leilão de energia de novos empreendimentos para entrega em 2011 (ano A-5) será realizado em 2006, com prazo de 15 anos para vigência dos contratos;
- ✓ o leilão de energia de novas usinas no ano A-3, para entrega em 2011, será realizado em 2008, com prazo de 15 anos para vigência dos contratos;
- ✓ os leilões de ajuste para entrega em até 4 meses, com prazo de 2 anos para vigência dos contratos, serão realizados anualmente [54];
- ✓ a compra de energia nos leilões para novas usinas, realizados no ano A-3, está limitada a 2% do valor da carga verificada no ano A-5, de forma a garantir o repasse integral dos custos de aquisição às tarifas dos consumidores cativos [54];
- ✓ os leilões de energia de usinas existentes com entrega prevista para o ano subsequente (A-1), com prazo de 5 anos para vigência dos contratos, serão realizados anualmente e o montante contratado está limitado a 1% da carga verificada no ano anterior; e
- ✓ não haverá término de contratos antes de 2011, e por isso, não serão considerados os montantes de reposição de que trata o art. 24 do Decreto nº 5.163, de 2004, nos leilões realizados no ano A-1.

5.2.1.2 – Caracterização da Distribuidora em Estudo

A Figura 5.1 ilustra a participação de cada classe de consumo no mercado da distribuidora.

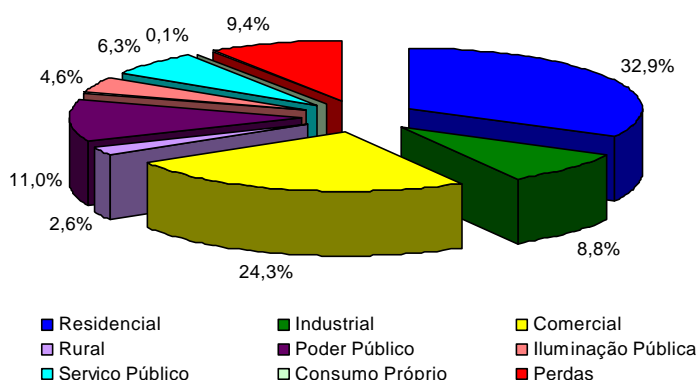


Figura 5.1: Distribuição Percentual do Consumo por Classe

Segundo a Figura 5.1, a classe residencial é a mais representativa dentro do mercado da distribuidora (32,9%), destacam-se também as classes: comercial (24,3%), poder público (11%) e industrial (8,8), considerando-se a energia total faturada em 2003.

A Tabela 5.1 ilustra a participação percentual dos grupos e subgrupos tarifários estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 456, de 2000, nas classes de consumo apresentadas na Figura 5.1.

Tabela 5.1: Grupos Tarifários x Classe de Consumo

Classe de Consumo	Grupos Tarifários					Total
	B	A2	A3a	A4	AS	
Residencial	99,84%			0,16%		100%
Industrial	12,58%	48,58%		38,21%	0,63%	100%
Comercial	47,05%	0,64%		28,65%	23,66%	100%
Rural	59,29%			40,71%		100%
Poder Público	19,56%			34,23%	46,21%	100%
Iluminação Pública	100,00%					100%
Serviço Público	1,90%	52,42%	11,25%	34,43%		100%
Próprio	100,00%					100%

Conforme apresentado na Tabela 5.1, o mercado residencial, em MW médio, é composto por 99,84% de energia proveniente de consumidores do Grupo B e apenas 0,16% de energia dos integrantes do Grupo A4. Contudo, na classe industrial há significativas participações dos Grupos A2 (48,58%) e A4 (38,21%) no consumo total. Já na classe comercial, cerca de 47,05% do mercado em MW médio está comprometido com o Grupo B, mas com participações significativas dos Grupos A4 (28,65%) e AS (23,66%).

A Tabela 5.2 ilustra as projeções para o mercado da distribuidora em análise, segregadas por classes de consumo, para os anos de 2004 a 2011, a quais foram realizadas a partir dos dados verificados em 2003 e considerando uma taxa de crescimento de 5% aa.

Tabela 5.2: Mercado previsto para o período 2004-2011

Classe de Consumo	Energia (MW médio)							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Residencial	168	180	190	201	212	223	236	249
Industrial	45	48	51	54	57	60	63	67
Comercial	124	133	140	148	156	165	174	183
Rural	13	14	15	16	17	18	19	20
Poder Público	56	60	64	67	71	75	79	83
Iluminação Pública	23	25	26	28	29	31	33	34
Serviço Público	32	35	37	39	41	43	45	48
Consumo Próprio	1	1	1	1	1	1	1	1
Consumo total	462	496	524	554	584	616	650	685
Mercado Total	508	546	576	609	642	678	715	754
Potencialmente livres	46	50	52	55	58	62	65	69

As perdas técnicas e comerciais consideradas na Tabela 5.2 foram estimadas em 11% do mercado, enquanto que, a participação dos consumidores potencialmente livres foi estimada em 10% do consumo total.

Para avaliar a venda de energia ao mercado cativo em 2009, 2010 e 2011, foram utilizadas tarifas médias por classe de consumo, data base de 2002, adotando-se, por hipótese, um índice anual de reajuste tarifário de 12% para obter as tarifas médias em 2009, 2010 e 2011.

Tal procedimento se fez necessário para poder simular o efeito médio do realinhamento tarifário por classe de consumo, o qual foi instituído pelo Decreto nº 4.562, de 2002, iniciando-se em 2003 e cujo final está previsto para 2007.

Dessa forma, optou-se por aplicar os efeitos médios do final realinhamento já nas tarifas de 2002, projetando-se em seguida os valores para 2009, 2010 e 2011. A Tabela 5.3 apresenta os impactos médios do realinhamento tarifário por grupo tarifário, a partir de 2007, quando comparadas com àquelas vigentes em 2002.

Tabela 5.3: Impactos do Realinhamento Tarifário [53]

Classe de Tensão	Efeitos do Realinhamento nas tarifas dos consumidores
B	-12,38%
A2	30,12%
A3a	17,39%
A4	10,83%
AS	10,83%

Conforme ilustrado na Tabela 5.3, o realinhamento tarifário provocará uma redução média de 12,38% nas tarifas dos consumidores do Grupo B, mas também resultará na elevação de aproximadamente 30,12% na tarifa do Grupo A2, em virtude da eliminação do subsídio cruzado que existe entre as classes.

Assim, considerando as informações contidas nas Tabelas 5.1 e 5.3, estimaram-se os efeitos do realinhamento nas classes de consumo, e admitindo-se um índice anual de reajuste tarifário de 12% sobre as tarifas médias para a região centro-oeste em 2002 [24],

foram projetadas as tarifas para 2009, 2010 e 2011. A Tabela 5.4 apresenta os impactos do realinhamento e as tarifas resultantes, sem ICMS.

Tabela 5.4: Efeitos do Realinhamento por Classe de Consumo x Tarifas Resultantes

Classe de Consumo	Tarifa 2002 R\$/MWh	Realinhamento R\$/MWh	Efeitos nas Tarifas (%)	Tarifa 2009 R\$/MWh	Tarifa 2010 R\$/MWh	Tarifa 2011 R\$/MWh
Residencial	197,88	173,46	-12,34%	383,46	429,48	481,02
Industrial	103,22	120,34	16,59%	266,03	297,96	333,71
Comercial	181,70	181,76	0,03%	401,81	450,03	504,03
Rural	114,06	110,72	-2,93%	244,77	274,14	307,04
Poder Público	186,53	198,26	6,29%	438,29	490,88	549,79
Iluminação Pública	105,85	92,75	-12,38%	205,04	229,65	257,2
Serviço Público	101,98	123,64	21,24%	273,33	306,13	342,86
Próprio	200,14	175,36	-12,38%	387,67	434,18	486,29

A tarifa média do consumidor é composta por parcelas referentes à compra de energia pela distribuidora, ao uso do sistema de transmissão, aos encargos setoriais e aos impostos. Assim, para tarifas sem a incidência do ICMS, a Figura 5.2 ilustra a participação percentual média de cada parcela na fatura do consumidor [51], [56].

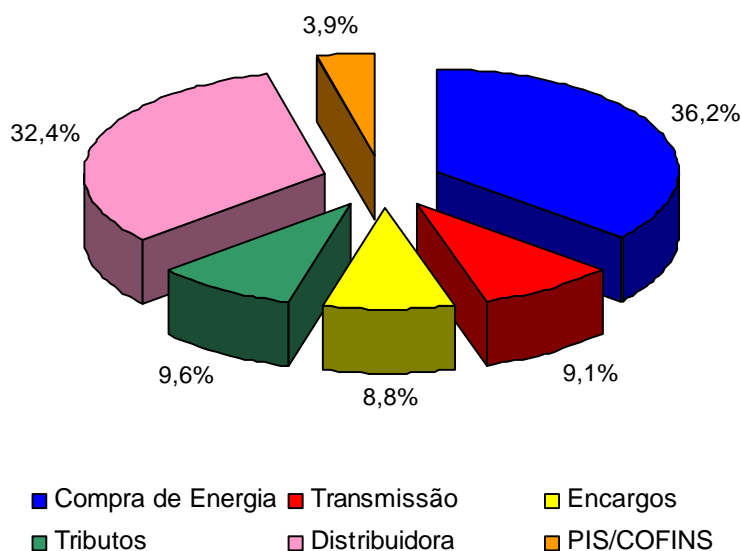


Figura 5.2: Composição da tarifa de energia, sem ICMS

Conforme apresentado na Figura 5.2, considerando as tarifas sem a incidência do ICMS, aproximadamente 32,4% do total pago pelo consumidor se destina à concessionária. Por outro lado, 22,3% de cada fatura é empregado no pagamento de impostos, tributos e encargos setoriais. Já o peso dos custos pela utilização do sistema de transmissão

representa cerca de 9,1%, enquanto a compra de energia contribui com a parcela expressiva de 36,2% do total.

5.2.1.3 – Caracterização da Simulação

Primeiramente, para considerar as possíveis discrepâncias no consumo de cada classe, em relação aos valores apresentados na Tabela 5.2, foram adotadas faixas hipotéticas de variações percentuais dos mercados previstos para 2009, 2010 e 2011, por classe de consumo, e gerados 1000 cenários por meio do sorteio de números aleatórios uniformemente distribuídos (Simulação de Monte Carlo), com o intuito de medir os desvios entre os valores previstos e os possíveis de ocorrer. Os percentuais utilizados foram:

- Residencial: $\pm 5\%$;
- Industrial: $\pm 10\%$;
- Comercial: $\pm 10\%$;
- Rural: $\pm 10\%$;
- Poder Público: $\pm 10\%$;
- Iluminação Pública: $\pm 5\%$;
- Serviço Público: $\pm 10\%$; e
- Consumo Próprio: $\pm 10\%$.

Deve-se ressaltar que as perdas foram estipuladas em 11% do consumo total e a participação dos consumidores potencialmente livres foi estimada em 10% do consumo total.

Para estimar os custos associados à compra de energia nos leilões, considerou-se a hipótese de que os preços, referenciados ao ano de 2004, estarão contidos dentro da faixa apresentada na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Faixa Estimada da Variação dos Preços nos Leilões

Tipos de Leilões	Valor Mínimo (R\$/MWh)	Valor Máximo (R\$/MWh)
Energia Existente (2004)	60	80
Energia Nova (A-5)	95	120
Energia Nova (A-3)	110	130
Energia Existente (A-1)	60	80
Ajuste	75	100

A Tabela 5.6 apresenta os limites inferiores e superiores estimados para variação dos preços nos leilões ilustrados na Tabela 5.5, mas agora com os valores referenciados aos anos de 2009, 2010 e 2011. Para isso, considerou-se um índice de reajuste anual dos contratos de 12%.

Tabela 5.6: Limites de Preços Utilizados nas Simulações

Tipos de Leilões	2009		2010		2011	
	Valor Mínimo (R\$/MWh)	Valor Máximo (R\$/MWh)	Valor Mínimo (R\$/MWh)	Valor Máximo (R\$/MWh)	Valor Mínimo (R\$/MWh)	Valor Máximo (R\$/MWh)
Energia Existente (2004)	105,74	140,99	118,43	157,91	132,64	176,85
Energia Nova (A-5)	167,42	211,48	187,51	236,86	210,01	265,28
Energia Nova (A-3)	193,86	229,10	217,12	256,60	243,17	287,39
Energia Existente (A-1)	105,74	140,99	118,43	157,91	132,64	176,85
Ajuste	132,18	176,23	148,04	197,38	165,80	221,07

Para a distribuidora em análise, considerou-se a existência de contratos bilaterais firmados com produtores independentes e também a participação na cota da energia de Itaipu. A Tabela 5.7 apresenta os montantes já contratados e os respectivos valores na data base de 2004, e considerando-se um reajuste anual de 12%, projetaram-se os preços para os anos de 2009, 2010 e 2011.

Tabela 5.7: Preços Estimados dos Contratos Bilaterais e de Itaipu

Tipos de Contratos	Montantes Contratados (MW médio)	2004	2009	2010	2011
		Valor (R\$/MWh)	Valor (R\$/MWh)	Valor (R\$/MWh)	Valor (R\$/MWh)
Bilaterais	259	85,20	150,15	168,17	188,35
Itaipu	106	99,26	174,93	195,92	219,43

A Tabela 5.8 ilustra a faixas utilizadas neste trabalho para estimar o valor da energia no mercado de curto prazo, considerando-se um reajuste anual de 12%, para a liquidação das diferenças entre os montantes verificados e contratados.

Tabela 5.8: Faixa dos Preços Estimados para o Mercado de Curto Prazo

Ano da Liquidação	Mercado Curto Prazo	
	Valor Mínimo (R\$/MWh)	Valor Máximo (R\$/MWh)
2004	18,59	452,00
2009	32,76	452,00
2010	36,69	452,00
2011	41,10	452,00

De posse dos dados apresentados nas Tabelas 5.2, 5.5, 5.6 e 5.8, geraram-se 1000 cenários possíveis de mercado para os anos de 2009 a 2011, também compostos por números aleatórios entre os valores mínimos e máximos estimados para o custo da energia nos referidos leilões e no mercado de curto prazo para ano analisado.

Para avaliar as estratégias de contratação e os riscos associados, formularam-se 7 casos, os quais serão detalhados no item 5.2.1.4, de atuação da distribuidora em estudo frente aos leilões de energia proveniente de usinas existentes e de novas usinas, além dos leilões de ajuste. Não foi considerada a opção de compra de energia de geradores distribuídos nas alternativas simuladas.

Os desvios entre os montantes contratados, segundo as hipóteses formuladas, e os valores obtidos para o mercado total da distribuidora nos anos de 2009 a 2011 pela Simulação de Monte Carlo com as classes de consumo, serão avaliados no item 5.2.1.4 quanto aos graus de subcontratação ou sobrecontratação registrados.

A partir dos montantes de energia já negociados nos contratos bilaterais de longo prazo com produtores independentes e da cota obrigatória de Itaipu, descritos na Tabela 5.7, além da energia adquirida nos diversos tipos de leilões já citados, calculou-se o valor médio ponderado de compra da energia, ou seja, o *mix* de compra de cada estratégia de contratação simulada para os anos de 2009, 2010 e 2011. Também foram considerados os preços da energia apresentados nas Tabelas 5.6, 5.7 e 5.8.

Dessa forma, foi obtido um valor ponderado de compra de energia para cada um dos 1000 cenários gerados, em cada um dos 7 casos simulados, do mercado da distribuidora e para os preços da energia nos leilões.

Analogamente, o Valor de Referência (VR) foi determinado, por meio da equação (4.1), para as mesmas condições anteriormente descritas. A Figura 5.3 apresenta esquematicamente os passos utilizados nas simulações.

Por fim, o Capítulo 6 apresentará a análise de sensibilidade dos resultados para diferentes índices anuais de reajuste dos contratos de fornecimento e das tarifas.

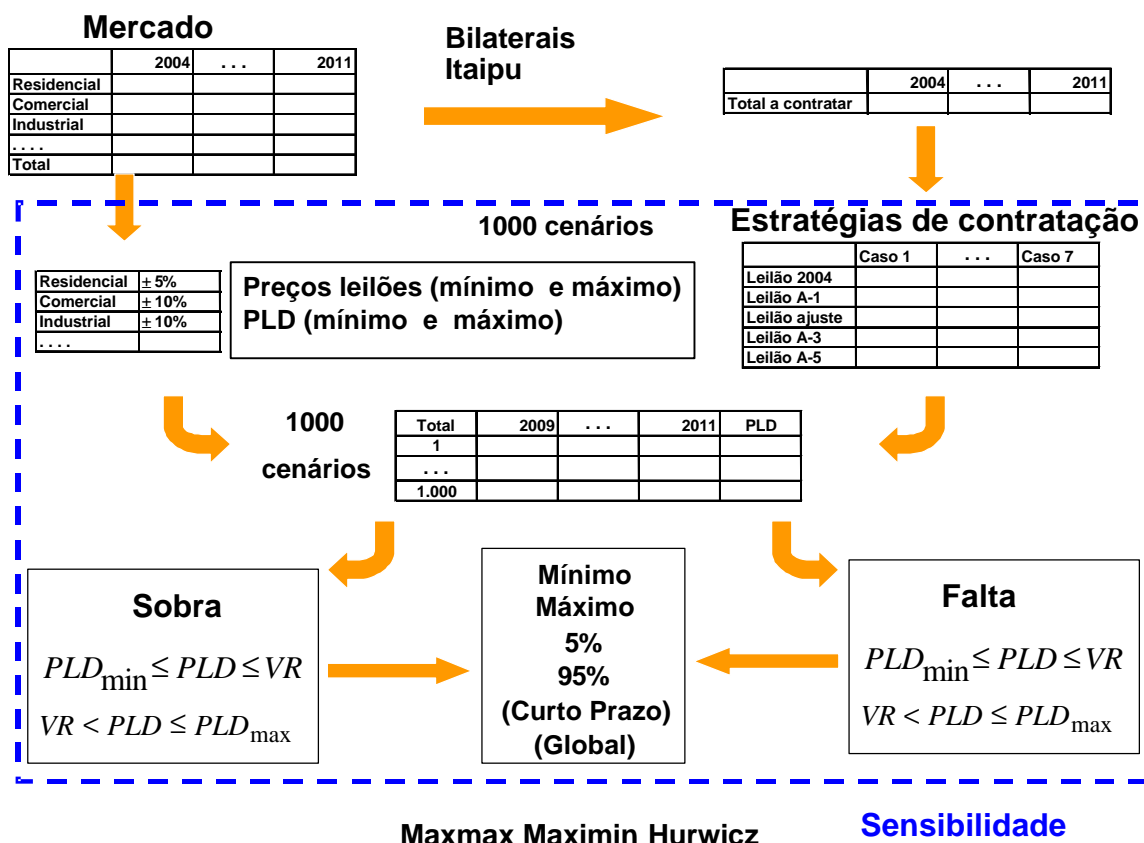


Figura 5.3: Resumo Esquemático das Simulações

5.2.1.4 – Casos Simulados

Nas simulações realizadas, foram considerados os seguintes tipos de leilões, datas previstas de realizações, datas previstas para entrega da energia e prazos de vigência dos contratos:

- leilão a ser realizado em 2004 para energia proveniente de usinas existentes: energia com entrega em 2005 e contratos com vigência de 10 anos, energia com entrega para 2006 e contratos com vigência de 9 anos, energia com entrega para 2007 e contratos com vigência de 8 anos, e energia com entrega para 2008 e contratos de vigência de 7 anos;
- leilão de energia de usinas existentes a ser realizado em 2005 (ano A-1) com entrega a partir de 2006 (ano A) e contratos com vigência de 5 anos;
- leilão de energia de usinas existentes a ser realizado em 2006 (ano A-1) com entrega a partir de 2007 (ano A) e contratos com vigência de 5 anos;
- leilão de energia de usinas existentes a ser realizado em 2007 (ano A-1) com entrega a partir de 2008 (ano A) e contratos com vigência de 5 anos;

- leilão de energia de usinas existentes a ser realizado em 2008 (ano A-1) com entrega a partir de 2009 (ano A) e contratos com vigência de 5 anos;
- leilão de energia de usinas existentes a ser realizado em 2009 (ano A-1) com entrega a partir de 2010 (ano A) e contratos com vigência de 5 anos;
- leilão de energia de usinas existentes a ser realizado em 2010 (ano A-1) com entrega a partir de 2011 (ano A) e contratos com vigência de 5 anos;
- leilão de ajuste, com energia de empreendimentos existentes, a ser realizado em 2008, com entrega no mesmo ano, e contratos com vigência de 2 anos;
- leilão de ajuste, com energia de empreendimentos existentes, a ser realizado em 2009, com entrega no mesmo ano, e contratos com vigência de 2 anos;
- leilão de ajuste, com energia de empreendimentos existentes, a ser realizado em 2010, com entrega no mesmo ano, e contratos com vigência de 2 anos;
- leilão de ajuste, com energia de empreendimentos existentes, a ser realizado em 2011, com entrega no mesmo ano, e contratos com vigência de 2 anos;
- leilão de energia de novas usinas a ser realizado no início de 2005 (ano A-5) para entrega a partir de 2009 (ano A), e contratos com vigência de 15 anos;
- leilão de energia de novas usinas a ser realizado no final de 2005 (ano A-5) para entrega a partir de 2010 (ano A), e contratos com vigência de 15 anos;
- leilão de energia de novas usinas a ser realizado em 2006 (ano A-5) para entrega a partir de 2011 (ano A), e contratos com vigência de 15 anos;
- leilão de energia de novas usinas a ser realizado em 2006 (ano A-3) para entrega a partir de 2009 (ano A), e contratos com vigência de 15 anos;
- leilão de energia de novas usinas a ser realizado em 2007 (ano A-3) para entrega a partir de 2010 (ano A), e contratos com vigência de 15 anos; e
- leilão de energia de novas usinas a ser realizado em 2008 (ano A-3) para entrega a partir de 2011 (ano A), e contratos com vigência de 15 anos.

A Tabela 5.9 ilustra os 7 casos simulados, contendo todos os dados anteriormente citados, e a Tabela 5.10 apresenta uma comparação entre os montantes contratados e as previsões de mercado para os anos de 2005 a 2011, inicialmente apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.9: Resumo dos Casos Simulados

	Data de entrega	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Leilão 2004 (MW médio)	2005	157	180	150	150	160	165	155
	2006	54	40	35	25	60	50	60
	2007	33	20	30	20	30	35	40
	2008	33	10	10	30	30	25	40
Leilão A-1 (MW médio)	2006	5	0	5	5	0	5	0
	2007	6	0	5	4	0	5	0
	2008	6	6	6	4	0	0	5
	2009	6	6	6	4	0	0	5
	2010	6	6	3	6	0	6	6
	2011	6	6	6	6	6	6	6
Leilão ajuste (MW médio)	2008	0	0	3	5	5	0	0
	2009	0	0	3	5	5	0	0
	2010	0	0	0	5	0	0	0
	2011	0	0	0	5	0	5	0
Leilão A-3 (MW médio)	2009	0	10	5	10	0	10	5
	2010	0	10	5	10	0	10	5
	2011	0	5	5	10	5	0	10
Leilão A-5 (MW médio)	2009	15	30	50	10	40	25	30
	2010	31	31	40	31	28	20	15
	2011	37	40	30	25	45	20	30

Tabela 5.10: Total Contratado em Cada Caso Simulado

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Total Contratado (MW médio)	2005	551	574	547	549	559	559	549
	2006	581	585	561	555	595	585	580
	2007	620	605	593	574	620	625	620
	2008	659	621	606	603	645	650	665
	2009	680	667	667	627	685	685	705
	2010	717	714	718	684	718	721	731
	2011	760	765	756	725	769	752	777
Total Contratado versus Mercado Previsto (MW médio)	2005	5	28	1	3	13	13	3
	2006	5	9	-15	-21	19	9	4
	2007	11	-4	-16	-35	11	16	11
	2008	17	-21	-36	-39	3	8	23
	2009	2	-11	-11	-51	7	7	27
	2010	2	-1	3	-31	3	6	16
	2011	6	11	2	-29	15	-2	23

Conforme ilustrado na Tabela 5.10, os Casos 2, 3 e 4 apostam que o mercado verificado será inferior àquele previsto com cinco anos de antecedência. Já os demais adotam posturas mais conservadoras, preferindo contratar montantes acima do previsto.

Os Casos 4 e 7 apresentam as situações de subcontratação e sobrecontratação mais significativas para os anos de 2009, 2010 e 2011, respectivamente. Com relação ao Caso 4, assumiu-se o risco de sofrer penalizações por não atendimento do mercado verificado, pois se optou por contratar menos energia nos leilões de 2004, assim como no leilão de energia de novas usinas de 2005, com entrega para 2009.

Por outro lado, o Caso 7 representa uma atitude mais conservadora frente aos leilões e às previsões de mercado. Assim, a estratégia adotada consistiu na elevação dos montantes contratados nos leilões de 2004 com entrega a partir de 2006, e não utilizar a alternativa dos leilões de ajuste, cujos preços tendem a ser mais elevados e os contratos vigorariam por no máximo dois anos.

5.2.1.5 – Critérios Adotados para Apurar os Resultados das Operações no Mercado de Curto Prazo

a) Quando a distribuidora apresentar desvios positivos, ou seja, estiver sobrecontratada no ano em análise, a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo obedecerá aos seguintes critérios [54]:

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

Portanto, com base nos critérios anteriormente estabelecidos, são apresentadas a seguir, as formulações matemáticas utilizadas para mensurar os resultados das operações de venda da energia excedente no mercado de curto prazo.

$$i) \quad \text{se } Q_C < Q_R \leq 1,03 \times Q_C \quad (5.1)$$

$$\Delta = Q_D (PLD - MC) \quad (5.2)$$

se $\Delta > 0 \Rightarrow$ o lucro será apropriado pela empresa.

se $\Delta < 0 \Rightarrow$ a perda será repassada às tarifas dos consumidores, ou seja, será nula para a empresa.

onde:

- Q_C é o montante de energia contratado para o ano em análise;
- Q_R é a carga verificada no ano em análise;
- Q_D é o desvio entre o montante contratado e o verificado, ou seja, $Q_C - Q_R$;

- PLD é o preço da energia no momento da liquidação das diferenças no mercado de curto prazo;
- MC é o mix de compra de energia; e
- Δ é o resultado da venda de energia excedente no mercado de curto prazo.

ii) se $Q_R > 1,03 \times Q_C$ (5.3)

$$\Delta = Q_D(PLD - MC) \quad (5.4)$$

se $\Delta > 0 \Rightarrow$ o lucro será apropriado pela empresa.

se $\Delta < 0$:

- considerando que a distribuidora não exerceu a opção de reduzir anualmente 4% dos contratos de energia proveniente de usinas existentes, a perda será calculada por meio da equação (5.5):

$$P = (Q_C - 1,03 \times Q_R) \times (PLD - MC) \quad (5.5)$$

- se a distribuidora tivesse optado pela redução de 4% dos contratos de energia de usinas existentes, haveria as seguintes possibilidades:

se $(Q_C - 1,03 \times Q_R) > Rd$ (5.6)

$$P = [(Q_C - 1,03 \times Q_R) - Rd] \times (PLD - MC) \quad (5.7)$$

se $(Q_C - 1,03 \times Q_R) \leq Rd$ (5.8)

$$P = 0 \quad (5.9)$$

onde:

- P é a perda de receita na venda de energia no mercado de curto prazo; e
- Rd é o montante de energia equivalente à redução anual de 4% nos contratos de energia de usinas existentes.

b) No caso de haver desvios negativos, ou seja, subcontratação do mercado cativo, a distribuidora poderá repassar os custos de aquisição de energia no mercado de curto prazo aos consumidores, porém o montante contratado será valorado pelo mínimo entre o PLD e o VR [54]. Também está previsto a aplicação de uma penalidade, que será calculada por meio da equação (5.10) [46]:

$$Pen = (VR - PLD) \times Q_D \quad (5.10)$$

onde:

- Pen é o valor da penalidade a ser pago pela distribuidora;
- VR é o valor de referência calculado pela equação (4.1);
- PLD é o preço da energia no mercado de curto prazo; e
- Q_D é o desvio entre o montante contratado e o verificado.

Dessa forma, com base nos critérios anteriormente descritos, são apresentadas a seguir, as formulações matemáticas utilizadas para mensurar os resultados da compra de energia no curto prazo, para garantir o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

i) se $PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$ (5.11)

- Como o preço de compra da energia no curto prazo será repassado ao consumidor, não há perdas nesta operação, pois o valor de venda será igual ao de compra.

$$\Delta 1 = Q_D (PLD - PLD) = 0 \quad (5.12)$$

- Contudo, se a distribuidora tivesse previsto corretamente seu mercado, poderia ter obtido o seguinte resultado positivo:

$$\Delta 2 = Q_D (VR - MC) \quad (5.13)$$

- Por isso, o resultado total da operação de compra de energia no mercado de curto prazo, incluindo a penalidade por subcontratação descrita pela equação (5.10) e a perda de oportunidade descrita na equação (5.13), será obtido por meio da equação (5.14):

$$\Delta = -Q_D (2 \times VR - MC - PLD) \quad (5.14)$$

onde:

- PLD_{\min} é o limite inferior para o preço de liquidação das diferenças no mercado de curto prazo para o ano em análise, conforme a Tabela 5.8;
- $\Delta 1$ é o resultado da liquidação no curto prazo;
- $\Delta 2$ é o quanto a distribuidora deixou de ganhar por estar subcontratada; e
- Δ é o resultado total da compra de energia no curto prazo, considerando a penalidade por subcontratação e o montante calculado em $\Delta 2$.

ii) se $VR < PLD \leq PLD_{\max}$ (5.15)

- A equação (5.16) representa a perda de receita da distribuidora com relação ao repasse do custo de aquisição da energia no curto prazo (PLD) limitado ao valor de VR.

$$\Delta 3 = Q_D (VR - PLD) \quad (5.16)$$

- Além disso, se a distribuidora tivesse previsto corretamente seu mercado, poderia ter obtido o seguinte resultado positivo:

$$\Delta 4 = Q_D (VR - MC) \quad (5.17)$$

- Portanto, o resultado total da operação de compra de energia no mercado de curto prazo, incluindo a penalidade por subcontratação descrita pela equação (5.10), a perda de receita caracterizada pela equação (5.16) e a perda de oportunidade descrita na equação (5.17), será obtido por meio da equação (5.18):

$$\Delta = Q_D (VR - 2 \times PLD + MC) \quad (5.18)$$

onde:

- PLD_{\max} é o limite superior para o preço de liquidação das diferenças no mercado de curto prazo para o ano em análise, conforme a Tabela 5.8;
- $\Delta 3$ é o resultado da liquidação no curto prazo;
- $\Delta 4$ é o montante que a distribuidora deixou de ganhar por estar subcontratada; e
- Δ é o resultado total da compra de energia no curto prazo, considerando a penalidade por subcontratação e os montantes calculados em $\Delta 3$ e $\Delta 4$.

A Tabela 5.11 apresenta um resumo dos critérios adotados nas simulações das operações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo.

Tabela 5.11: Resumo dos Critérios Adotados na Liquidação das Diferenças no Curto Prazo

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

Por fim, deve-se ressaltar que o Capítulo 6 apresentará os principais resultados obtidos nas simulações das alternativas de contratação apresentadas na Tabela 5.9, realizados segundo a metodologia descrita neste Capítulo, avaliando os valores obtidos no mercado de curto prazo e os resultados finais para a distribuidora, os quais incluem a venda de energia para o mercado cativo. Também serão apresentadas as análises de sensibilidade para os índices anuais de reajustes dos contratos e das tarifas.

6- ANÁLISE DOS RESULTADOS

6.1 - Análise dos Casos Simulados para o Ano de 2009

A Figura 6.1 ilustra o histograma da distribuição de frequência da simulação do mercado total da distribuidora em 2009, considerando as variações nas classes de consumo descritas no item 5.2.1.3.

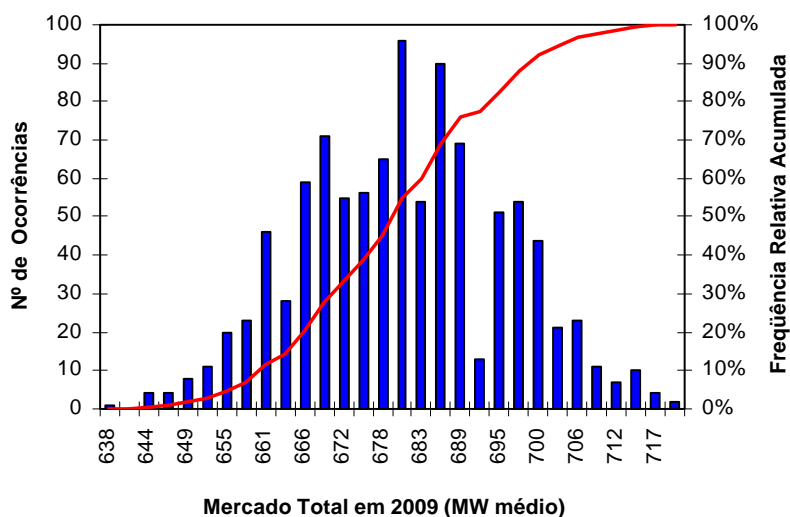


Figura 6.1: Histograma do Mercado Simulado para 2009.

Com base nos dados geradores da Figura 6.1, obtém-se que em 5% dos 1000 cenários analisados, a carga total simulada para 2009 ficou abaixo de 656 MW médios, sendo que o menor valor registrado foi 638 MW médio. No entanto, foram contabilizados valores superiores a 704 MW médios só em 5% dos cenários, sendo que o maior valor alcançado foi de 723 MW médios. A Tabela 6.1 ilustra as estatísticas dessa distribuição.

Tabela 6.1: Estatísticas da Distribuição de Frequências do Mercado Simulado para 2009.

Consumo Total em 2009 (MW médio)	
Média	679,37
Mediana	679
Desvio padrão	14,88
Curtose	-0,41
Assimetria	0,07
Mínimo	638
Máximo	723

Por meio dos dados apresentados na Tabela 6.1, pode-se inferir que a distribuição de frequência do mercado total da distribuidora para 2009 não é simétrica em relação à média, uma vez que a mediana é menor que a média e o grau de assimetria é positivo, ou seja, a calda direita é maior que a esquerda, em relação à média. Também se pode afirmar que a curva é levemente achatada ou platicúrtica, pois a curtose é negativa, com desvio padrão igual a 14,88 MW médios.

A Figura 6.2 apresenta a distribuição de frequência dos desvios entre o mercado total previsto para 2009, ilustrado na Tabela 5.2, e aquele ilustrado na Figura 6.1.

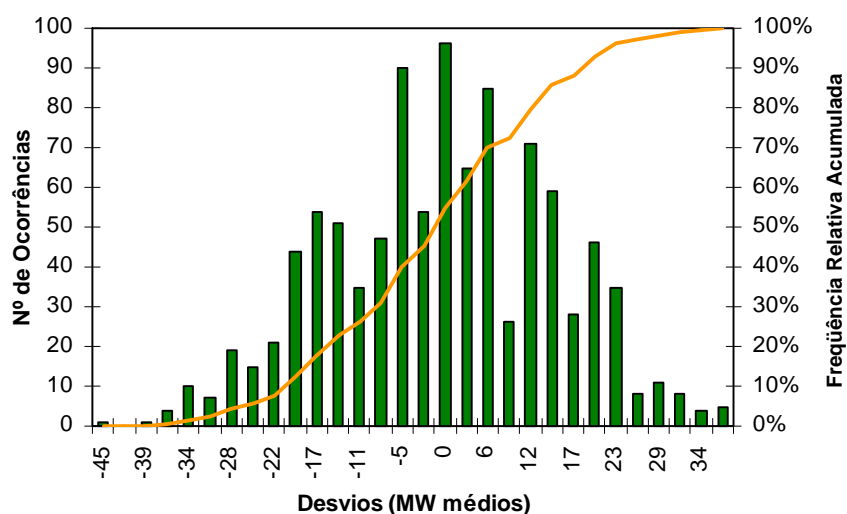


Figura 6.2: Histograma dos desvios do mercado em 2009 em relação à previsão inicial.

Os dados geradores da Figura 6.2 permitem observar que os desvios negativos em relação ao valor previsto para 2009 (678 MW) ocorreram em 51,4% das 1000 simulações realizadas, sendo que o risco da diferença entre o mercado realizado e o previsto ser maior ou igual a 26 MW médios é de 5%. Os desvios positivos ocorreram em 43,1% dos casos, e o risco de haver diferenças positivas maiores ou iguais a 22 MW médios é de 5%. A Tabela 6.2 ilustra as estatísticas dessa distribuição.

Tabela 6.2: Estatística dos desvios no mercado da distribuidora para 2009.

Desvios em 2009 (MW médio)	
Média	-1,37
Mediana	-1
Desvio padrão	14,88
Curtose	-0,41
Assimetria	-0,07
Mínimo	-45
Máximo	40

Por meio dos dados apresentados na Tabela 6.2, pode-se inferir que a distribuição de frequência dos desvios entre o valor previsto para 2009 e os simulados não é simétrica em relação à média, uma vez que a mediana é maior que a média e o grau de assimetria é negativo, ou seja, a calda direita é menor que a esquerda, em relação à média. Também se pode afirmar que a curva é levemente achatada ou platicúrtica, pois a curtose é negativa, com desvio padrão igual a 14,88 MW médios.

6.1.1 - Cenário Base para 2009

Neste tópico, serão abordadas todas as 7 alternativas formuladas no item 5.2.1.4, Tabela 5.9, para a contratação de energia nos leilões de energia proveniente de usinas existentes e de novas usinas, além dos leilões de ajuste, considerando um índice de 12% para reajuste anual dos contratos e das tarifas. O item 6.1.2 apresentará uma análise de sensibilidade dos resultados para índices diferentes de reajuste.

Deve-se ressaltar que os resultados obtidos foram calculados com base no mercado total simulado para 2009, ilustrado na Figura 6.1, nos preços dos leilões cujos limites inferiores e superiores foram apresentados na Tabela 5.6, nos valores dos contratos bilaterais e de Itaipu estimados para 2009, conforme Tabela 5.7, nos preços do mercado de curto prazo para 2009, cujos limites utilizados estão na Tabela 5.8, e que se adotaram os critérios de apuração das operações no mercado de curto prazo descritos no item 5.2.1.5. A Tabela 6.3 ilustra os casos simulados, e a Tabela 6.6 apresentará os principais resultados obtidos.

Tabela 6.3: Resumo dos Casos Simulados para 2009

	Data de Entrega	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Leilão 2004 (MW médio)	2005	157	180	150	150	160	165	155
	2006	54	40	35	25	60	50	60
	2007	33	20	30	20	30	35	40
	2008	33	10	10	30	30	25	40
Leilão A-1 (MW médio)	2006	5	0	5	5	0	5	0
	2007	6	0	5	4	0	5	0
	2008	6	6	6	4	0	0	5
	2009	6	6	6	4	0	0	5
Leilão ajuste (MW médio)	2008	0	0	3	5	5	0	0
	2009	0	0	3	5	5	0	0
Leilão A-3 (MW médio)	2009	0	10	5	10	0	10	5
Leilão A-5 (MW médio)	2009	15	30	50	10	40	25	30
Total Contratado (MW médio)	2005	551	574	544	544	554	559	549
	2006	581	585	555	545	585	585	580
	2007	620	605	590	569	615	625	620
	2008	659	621	609	608	650	650	665
	2009	680	667	673	637	695	685	705
Carga Prevista (MW médio)	2009	678	678	678	678	678	678	678

6.1.1.1 - Resultados Obtidos no Mercado de Curto Prazo para 2009

De posse dos montantes contratados para 2009, descritos na Tabela 6.3 para cada caso simulado, utilizaram-se os dados da Figura 6.1 para avaliar as possíveis situações de subcontratação e sobrecontratação. A Tabela 6.4 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 6.4: Incidência de Subcontratação e Sobrecontratação no Mercado em 2009

Desvios entre Totais (Contratado - Verificado)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Subcontratação	49,0%	79,6%	67,0%	100,0%	17,6%	37,8%	5,0%
Sobrecontratação até 3%	41,0%	19,5%	30,2%	0,0%	43,8%	45,5%	34,9%
Sobrecontratação > 3%	10,0%	0,9%	2,8%	0,0%	38,6%	16,7%	60,1%

Segundo a Tabela 6.4, nos 1000 cenários de mercado para 2009, o Caso 4 apresentou subcontratação em 100% dos valores obtidos, enquanto o Caso 2 registrou 79,6%, e o Caso 7 em apenas 5% das simulações. Por outro lado, com relação à sobrecontratação acima do limite de repasse às tarifas (3%), o Caso 7 ultrapassou esse limite em 60,1% dos dados simulados, já o Caso 5 em 38,6% e o Caso 2 em apenas 0,9% dos resultados.

Deve-se destacar que, os critérios para avaliar as perdas e os ganhos decorrentes das situações de sobra ou falta de energia no momento da liquidação no mercado de curto prazo foram detalhados no item 5.2.1.5, e resumidos na Tabela 5.11. Os resultados ilustrados nas Figuras seguintes foram determinados com base nos referidos critérios.

As Figuras 6.3 e 6.4 apresentam, respectivamente, os valores mínimos e aqueles cujas probabilidades de ocorrência são inferiores a 5 %, obtidos nas liquidações das diferenças no curto prazo, considerando a hipótese do preço estar compreendido na faixa entre o valor mínimo (PLD_{\min}) e o VR.

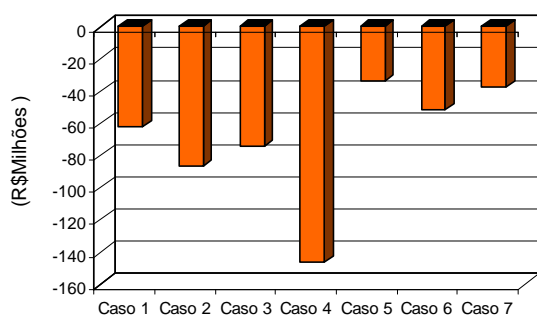


Figura 6.3: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2009
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

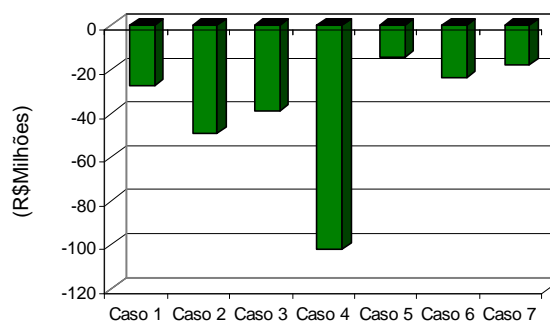


Figura 6.4: Percentil 5% no Curto Prazo - 2009
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

Os resultados ilustrados nas Figuras 6.3 e 6.4 indicam que o Caso 4 apresenta a pior perda possível no acerto das diferenças no curto prazo (R\$146,45 milhões no ano), para o preço variando entre o valor mínimo e o VR, pois segundo a Tabela 6.4, houve subcontratação em todos os 1000 cenários simulados. Já o Caso 5 possibilita perdas de até R\$ 33,40 milhões em 2009, que é o menor valor entre as alternativas simuladas.

As Figuras 6.5 e 6.6 apresentam os resultados do percentil 95% e dos maiores valores obtidos no curto prazo, considerando a hipótese do preço situar-se entre o valor mínimo e VR.

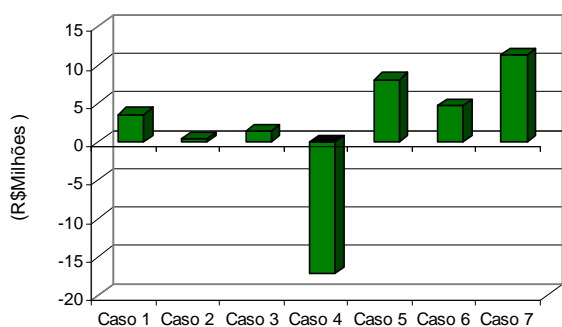


Figura 6.5: Percentil 95% no Curto Prazo – 2009

$$(PLD_{\min} \leq PLD \leq VR)$$

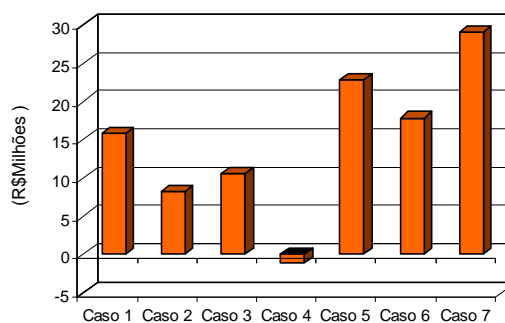


Figura 6.6: Valores Máximos no Curto Prazo – 2009

$$(PLD_{\min} \leq PLD \leq VR)$$

Conforme ilustrado nas Figuras 6.5 e 6.6, o Caso 4 foi o único que não apresentou resultados positivos, tendo como melhor resultado no curto prazo uma perda de R\$ 1,18 milhões em 2009. Por outro lado, o Caso 7 destacou-se com o valor máximo de R\$ 29,03 milhões no ano, para o preço de liquidação na faixa entre PLD_{\min} e VR, e chance de 5% do lucro ser superior a R\$ 11,35 milhões no ano.

Cabe ressaltar que, segundo a Tabela 6.4, o Caso 7 registrou sobrecontratação em 95% dos 1000 cenários simulados, sendo que até o limite de 3% as perdas são repassadas ao consumidor e os lucros apropriados pela empresa, acima disso, os lucros e as perdas são absorvidas pela distribuidora, conforme descrito na Tabela 5.11.

As Figuras 6.7 e 6.8 apresentam os resultados dos menores valores obtidos e do percentil 5% no curto prazo, considerando a hipótese do preço situar-se entre o VR e PLD_{\max} .

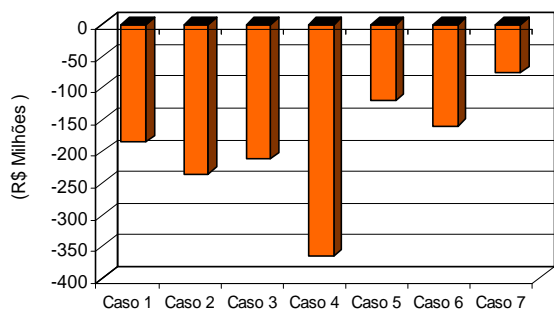


Figura 6.7: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

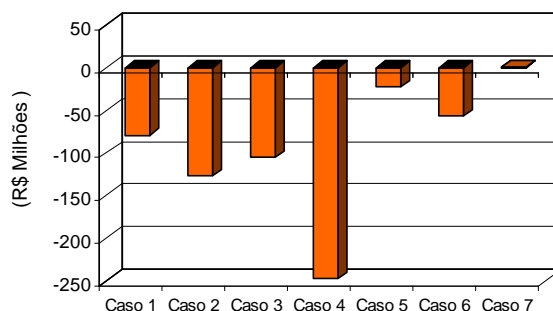


Figura 6.8: Percentil 5% no Curto Prazo - 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Segundo as Figuras 6.7 e 6.8, o Caso 4, que é o mais arriscado, é a alternativa que apresentou a pior perda possível (R\$ 365,03 milhões no ano), sendo que há 5% de chance do resultado ser inferior R\$247,55 milhões se preço do mercado de curto prazo estiver entre o VR e PLD_{max} . Já o Caso 7, o mais conservador, registrou a menor perda máxima (R\$ 76,48 milhões no ano) nas liquidações das diferenças no curto prazo.

As Figuras 6.9 e 6.10 ilustram os resultados para o curto prazo, com preço variando entre VR e PLD_{max} , para o percentil 95% e para os valores máximos obtidos.

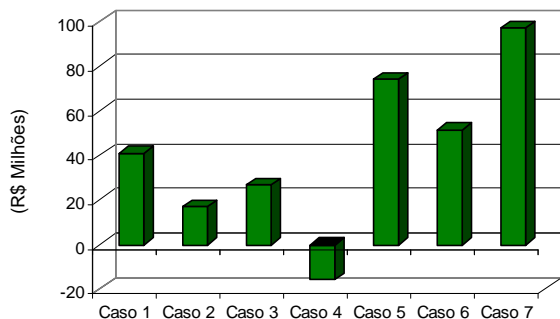


Figura 6.9: Percentil 95% no Curto Prazo - 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

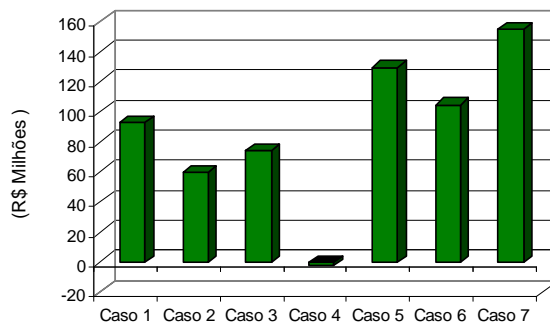


Figura 6.10: Valores Máximos no Curto Prazo - 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Os Casos 7 e 5 apresentam os melhores resultados máximos, R\$ 154,64 milhões e R\$ 129,42 milhões, respectivamente, na condição do preço estar na faixa entre VR e PLD_{max} , enquanto o Caso 4 indica uma perda de R\$ 2,26 milhões no ano como o melhor resultado obtido nas operações de compra e venda de energia no curto prazo, para essa faixa de preço.

6.1.1.2 - Resultados Finais para 2009

Até este ponto, foram enfocados os resultados somente nas liquidações no mercado de curto prazo. Agora, serão apresentados os resultados finais para a distribuidora, considerando que cerca de 32,4% do total pago pelo consumidor destina-se à empresa, conforme Figura 5.2, e incluindo o desempenho de cada caso simulado no curto prazo. O Anexo A apresenta das distribuições de freqüência dos resultados finais para 2009.

Também serão analisadas as possíveis implicações da distribuidora ter optado por reduzir anualmente seus contratos de energia proveniente de empreendimentos existentes em até 4%, conforme previsto no art. 29 do Decreto nº 5.163, de 2004. Para o ano de 2009, a Tabela 6.5 apresenta as quantidades máximas de energia que poderiam ter sido reduzidas dos referidos contratos, em cada caso simulado.

Tabela 6.5: Redução Máxima Permitida para os Contratos até 2009

Redução Máxima (MW médio)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
	37	36	32	32	36	37	37

Dessa forma, as Figuras 6.11 e 6.12 comparam os piores e os melhores resultados obtidos para cada caso simulado, considerando as hipóteses de reduzir ou não os montantes contratados de usinas existentes e que o preço no curto prazo permaneça no intervalo entre PLD_{\min} e VR.

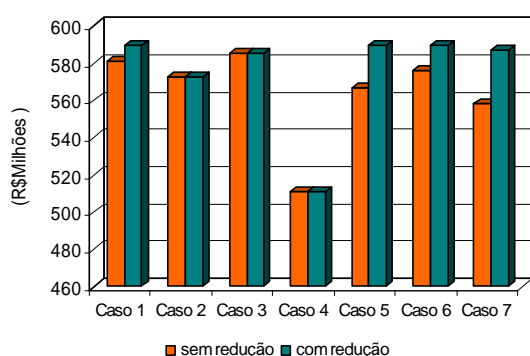


Figura 6.11: Resultado Final - Valores Mínimos 2009

$$(PLD_{\min} \leq PLD \leq VR)$$

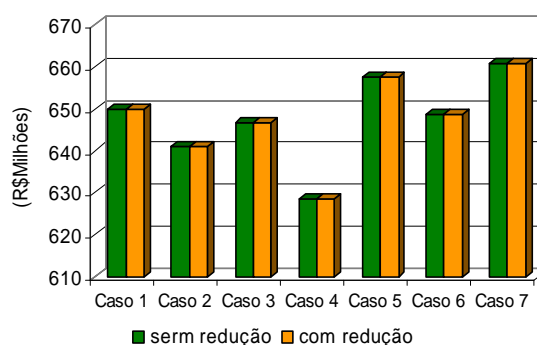


Figura 6.12: Resultado Final - Valores Máximos 2009

$$(PLD_{\min} \leq PLD \leq VR)$$

Com respeito aos valores mínimos apresentados na Figura 6.11, observa-se que somente nos Casos 2,3 e 4 não houve diferenças entre as hipóteses de adoção ou não da redução

anual de 4% nos contratos de energia de usinas existentes. A maior diferença ocorreu para o Caso 7, com R\$ 29,45 milhões no ano, para o PLD entre o valor mínimo e VR.

Contudo, segundo a Figura 6.12, não houve diferenças entre as alternativas de redução ou não dos contratos para os maiores valores obtidos, em cada caso, considerando o preço do curto prazo entre PLD_{min} e VR, e o Caso 7 registrou o maior resultado final possível para a distribuidora (R\$ 660,63 milhões no ano), enquanto o Caso 4, o menor (R\$ 628,42 milhões no ano).

O motivo da Figura 6.11 ter indicado diferenças entre os valores mínimos registrados para as hipóteses de redução anual ou não dos contratos, reside no significativo grau de sobrecontratação acima do limite de 3% para os Casos 1, 5, 6 e 7, descritos na Tabela 6.4, pois conforme os critérios estabelecidos no item 5.2.1.5, as perdas e os ganhos são incorporados pela empresa.

As Figuras 6.13 e 6.14 apresentam os percentis 5% e 95% dos resultados finais para cada caso simulado, considerando $PLD_{min} < PLD < VR$.

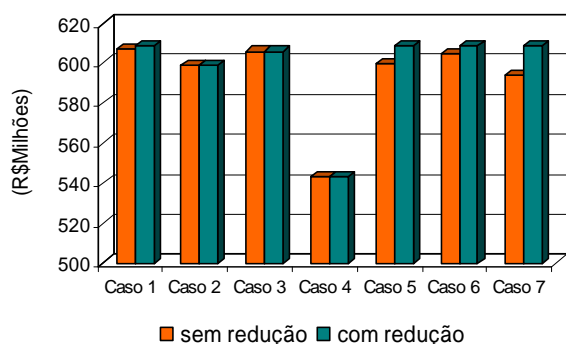


Figura 6.13: Resultado Final 2009 - Percentil 5%

$$(PLD_{min} \leq PLD \leq VR)$$

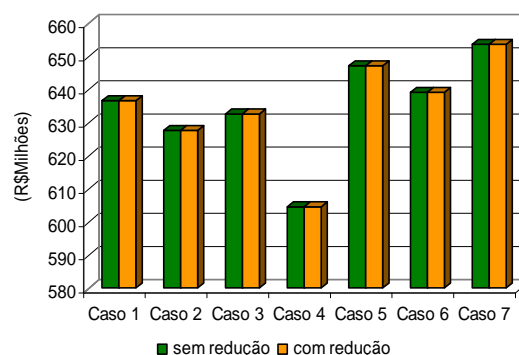


Figura 6.14: Resultado Final 2009 - Percentil 95%

$$(PLD_{min} \leq PLD \leq VR)$$

Conforme ilustrado na Figura 6.13, os Casos 1, 5, 6 e 7 indicam que haveria diferenças para o percentil 5% entre os resultados finais para as hipóteses de redução anual ou não dos contratos de energia provenientes de usinas existentes. Contudo, para o percentil 95%, não foram registradas tais diferenças.

As Figuras 6.15 e 6.16 apresentam os valores mínimos e máximos obtidos em cada caso, comparando as hipóteses de redução ou não dos contratos, considerando o PLD variando entre o VR e o PLD_{max} .

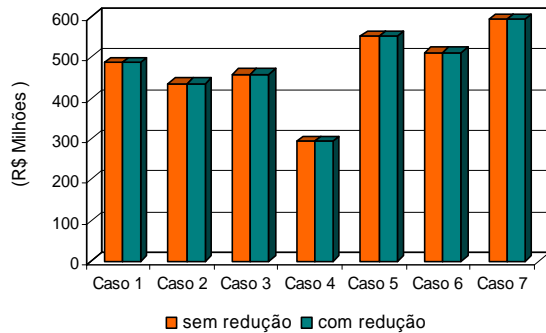


Figura 6.15: Resultado Final -Valores Mínimos 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

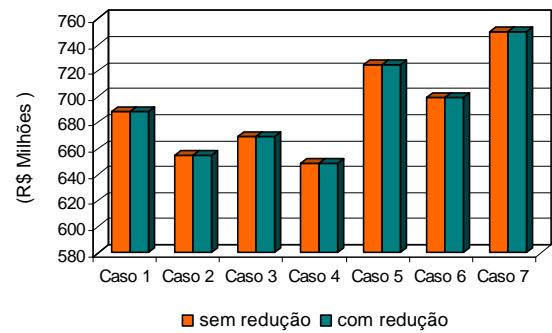


Figura 6.16: Resultado Final - Valores Máximos 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.15 e 6.16, não houve diferenças para os valores mínimos e máximos entre as hipóteses de redução ou não dos contratos de energia com usinas existentes, tanto para os valores mínimos, quanto para os máximos, para o preço do curto prazo entre VR e PLD_{max} .

Assim, o Caso 7 apresentou o resultado mínimo mais favorável, com R\$ 595,50 milhões no ano, e o Caso 4 o pior resultado possível (R\$ 294,46 milhões). Da mesma forma, o Caso 7 obteve o melhor resultado entre os valores máximos, com R\$ 750,16 milhões no ano, enquanto o Caso 4 teve o pior desempenho, com R\$ 648,36 milhões no ano.

As Figuras 6.17 e 6.18 apresentam os percentis 5% e 95% dos resultados finais para cada caso simulado, considerando a mesma faixa de preço no curto prazo.

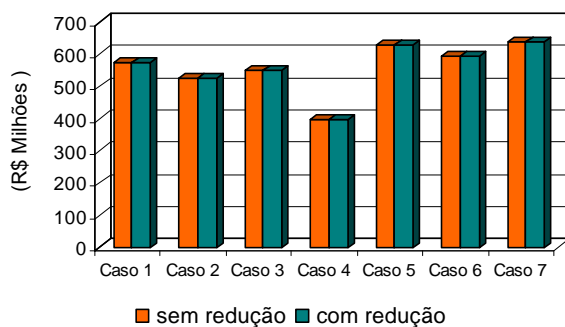


Figura 6.17: Resultado Final 2009 - Percentil 5%
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

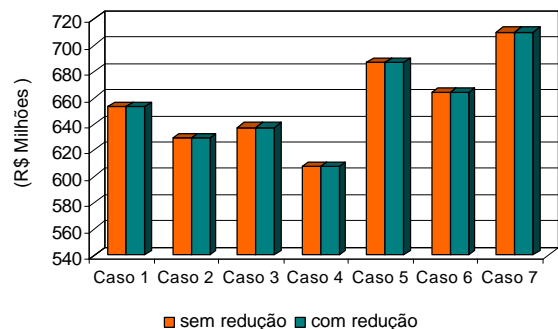


Figura 6.18: Resultado Final 2009 - Percentil 95%
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Conforme ilustrado nas Figura 6.17 e 6.18, não foram registradas diferenças para os percentis 5% e 95% entre as alternativas com ou sem redução dos contratos com as geradoras existentes.

A Tabela 6.6 ilustra os principais resultados obtidos, considerando os índices anuais de reajustes dos contratos e das tarifas iguais a 12%.

Tabela 6.6: Resumo dos Resultados para 2009

			Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	
Operações no Curto Prazo (R\$ milhões)	PLD _{min} <PLD<VR	mínimo	-61,87	-86,48	-74,21	-146,55	-33,40	-51,48	-37,65	
		percentil 5%	-27,64	-49,27	-38,73	-102,01	-14,13	-23,38	-17,72	
		percentil 95%	3,57	0,42	1,46	-17,11	8,09	4,69	11,35	
		máximo	15,76	8,16	10,62	-1,18	22,87	17,84	29,03	
	VR<PLD<PLD _{max}	mínimo	-184,81	-235,48	-212,35	-365,03	-120,05	-159,64	-76,48	
		percentil 5%	-79,16	-126,96	-105,33	-247,55	-22,05	-56,62	0,77	
		percentil 95%	41,09	16,91	26,68	-15,80	74,03	51,51	97,39	
		máximo	92,71	59,56	74,13	-2,26	129,42	104,57	154,64	
Resultados Finais (R\$ milhões) PLD _{min} <PLD<VR	Sem redução anual de 4%	mínimo	581,39	572,85	585,12	511,29	567,19	576,49	558,03	
		percentil 5%	606,94	598,83	605,91	543,19	599,90	604,99	594,32	
		percentil 95%	636,99	627,73	632,99	604,70	647,33	639,41	653,83	
		máximo	649,96	641,15	646,80	628,42	657,48	648,49	660,63	
	Considerando a hipótese de redução anual de 4%	mínimo	590,01	572,85	585,12	511,29	589,57	590,01	587,48	
		percentil 5%	609,04	598,83	605,91	543,19	609,12	609,08	609,16	
		percentil 95%	636,99	627,73	632,99	604,70	647,33	639,41	653,83	
		máximo	649,96	641,15	646,80	628,42	657,48	648,49	660,63	
	Resultados Finais (R\$ milhões) VR<PLD<PLD _{max}	Sem redução anual de 4%	mínimo	487,17	436,50	459,63	294,46	551,93	512,35	595,50
			percentil 5%	573,48	524,28	547,39	398,68	627,76	595,21	639,59
			percentil 95%	653,69	629,42	637,47	607,62	686,93	664,27	710,32
			máximo	688,23	655,08	669,65	648,36	724,94	700,09	750,16
Considerando a hipótese de redução anual de 4%		mínimo	487,17	436,50	459,63	294,46	551,93	512,35	595,50	
		percentil 5%	573,48	524,28	547,39	398,68	627,76	595,21	639,59	
		percentil 95%	653,69	629,42	637,47	607,62	686,93	664,27	710,32	
		máximo	688,23	655,08	669,65	648,36	724,94	700,09	750,16	

6.1.2 – Análise de Sensibilidade para 2009

O item 6.1.1 apresentou as simulações realizadas para as 7 alternativas de contratação estudadas, considerando um índice anual de reajuste de 12% dos contratos de suprimento e das tarifas dos consumidores. Agora, serão avaliados os resultados para índices de 10 a 15% aa, considerando que a distribuidora não optou por reduzir anualmente seus contratos de energia de usinas existentes.

As Figuras 6.19 e 6.20 ilustram os menores e maiores resultados finais para a distribuidora, respectivamente, considerando o preço no mercado de curto prazo variando entre PLD_{min} e VR, para reajustes anuais de 10 a 15%. Na seqüência, as Figuras 6.21 e 6.22 apresentam os

resultados finais para reajustes anuais de 10 a 15% e preço de liquidação no curto prazo situado entre VR e PLD_{max} .

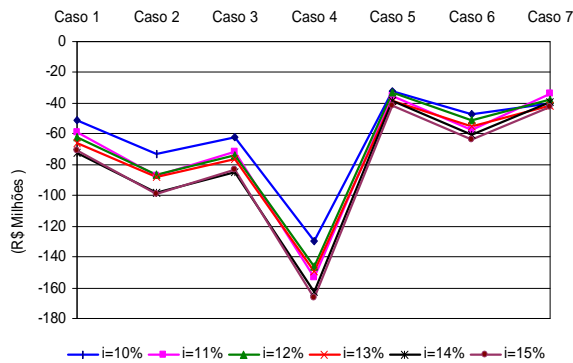


Figura 6.19: Resultado Final -Valores Mínimos 2009
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

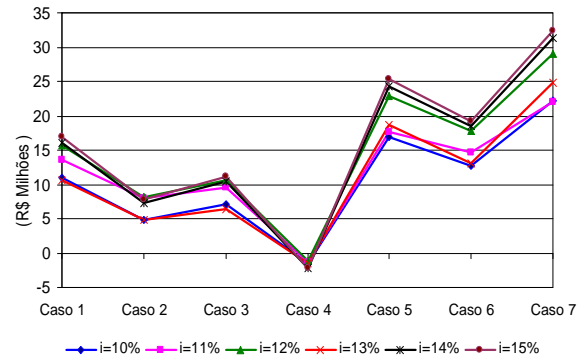


Figura 6.20: Resultado Final -Valores Máximos 2009
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

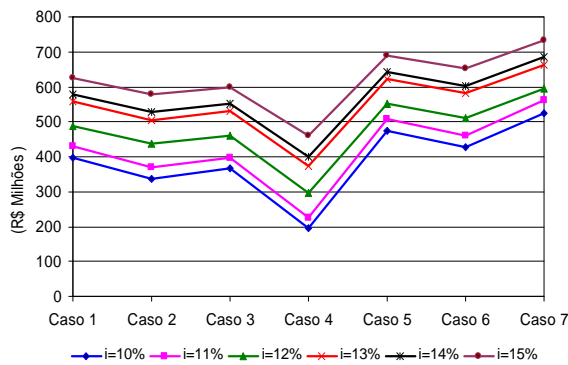


Figura 6.21: Resultado Final -Valores Mínimos 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

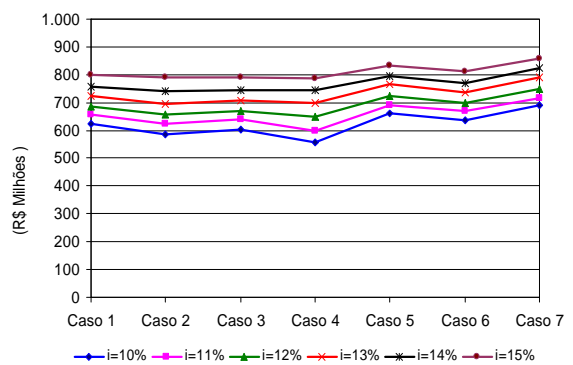


Figura 6.22: Resultado Final -Valores Máximos 2009
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.19 a 6.21, o resultado final para a distribuidora eleva-se à medida que o índice de reajuste anual das tarifas e dos contratos passa de 10 para 15% em todos os casos simulados, conforme esperado.

Contudo, ocorrem alternâncias entre as alternativas com melhor e pior desempenhos, dependendo do índice de reajuste adotado. Tal fato é provocado pelos resultados nas operações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo, que não são significativos o suficiente para alterarem o resultado final de lucro para prejuízo, mas são importantes o bastante para escolher a melhor opção de contratação.

A Tabela 6.7 apresenta os valores mínimos e máximos para cada percentual de correção das tarifas e contratos, em R\$ milhões no ano, indicando os respectivos casos e considerando os preços no curto prazo situados entre PLD_{\min} e VR. Já a Tabela 6.8, ilustra os respectivos valores para a hipótese dos preços estarem no intervalo entre VR e PLD_{\max} .

Tabela 6.7: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2009 para $PLD_{\min} < PLD < VR$

	PLD_{min}<PLD<VR			
	Resultados Valores Mínimos		Resultados Valores Máximos	
	Menor	Maior	Menor	Maior
i=10%	450,23	506,60	546,62	582,44
Caso	4	3	4	7
i=11%	474,31	546,00	588,62	619,83
Caso	4	3	4	7
i=12%	511,29	585,12	628,42	660,63
Caso	4	3	4	7
i=13%	545,10	615,66	670,79	704,99
Caso	4	3	4	7
i=14%	586,23	654,23	712,48	747,49
Caso	4	3	4	7
i=15%	624,26	700,98	760,77	794,49
Caso	4	2	4	7

Tabela 6.8: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2009 para $VR < PLD < PLD_{\max}$

	VR<PLD<PLD_{max}			
	Resultados Valores Mínimos		Resultados Valores Máximos	
	Menor	Maior	Menor	Maior
i=10%	196,03	524,27	555,63	690,05
Caso	4	7	4	7
i=11%	224,44	560,79	597,34	716,88
Caso	4	7	4	7
i=12%	294,46	595,50	648,36	750,16
Caso	4	7	4	7
i=13%	372,47	662,78	695,57	790,72
Caso	4	7	2	7
i=14%	398,50	684,70	741,42	822,25
Caso	4	7	2	7
i=15%	459,03	733,28	786,44	857,52
Caso	4	7	4	7

Segundo a Tabela 6.7, o Caso 4 apresentou os piores resultados na hipótese do preço de liquidação das diferenças no curto prazo estar entre o valor mínimo e VR, tanto com relação aos menores valores possíveis, quanto aos maiores alcançáveis. O Caso 3 registrou os melhores resultados mínimos para índices de reajustes anuais de 10 a 14%, enquanto o Caso 2, para 15%. Com respeito às maiores receitas possíveis, o Caso 7 foi superior em todos os índices simulados.

Por outro lado, a Tabela 6.8 indica que o Caso 7 registrou os maiores valores possíveis em todos os índices analisados, enquanto o Caso 4, os menores entre os piores valores possíveis, assim como para os índices de 10, 11, 12 e 15% aa entre os máximos registrados, considerando que o preço no curto prazo situava-se entre VR e PLD_{max} .

A Figura 6.23 ilustra a distribuição de frequência dos resultados finais da distribuidora para 2009 considerando a escolha da alternativa 7, $PLD_{min} < PLD < VR$, e índice de reajuste igual a 12% aa. O Anexo A apresenta as distribuições de frequência para os demais casos simulados para 2009, também considerando o preço de liquidação entre VR e PLD_{max} .

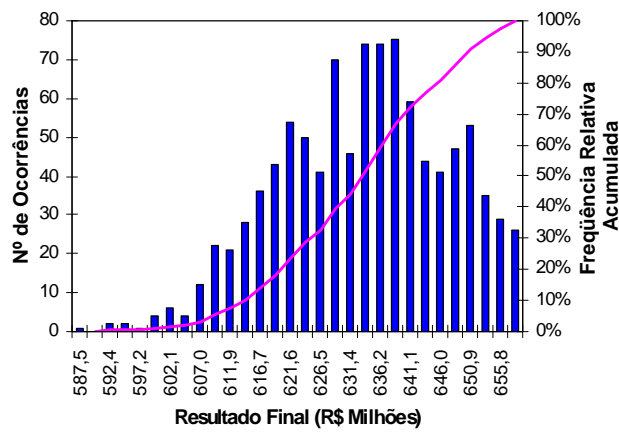


Figura 6.23: Distribuição de Frequência Caso 7 – 2009 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

6.2 - Análise dos Casos Simulados para o Ano de 2010

A Figura 6.24 ilustra o histograma da distribuição de frequência da simulação do mercado total da distribuidora em 2010, considerando as variações nas classes de consumo descritas no item 5.2.1.3.

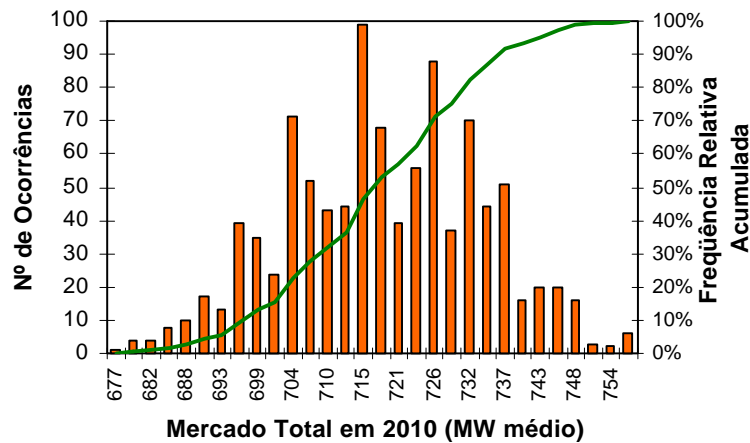


Figura 6.24: Histograma do Mercado Simulado para 2010.

Conforme os dados que geraram a Figura 6.24, em 5% dos 1000 cenários simulados, a carga total simulada para 2010 ficou abaixo de 693 MW médios, sendo que o menor valor registrado foi 677 MW médio. No entanto, foram registrados valores superiores a 741 MW médios só em 5% dos cenários, sendo que o maior valor alcançado foi de 759 MW médios. A Tabela 6.9 apresenta as estatísticas dessa distribuição.

Tabela 6.9: Estatísticas da Distribuição de Frequências do Mercado Simulado para 2010.

Consumo Total em 2010 (MW médio)	
Média	717,20
Mediana	717
Desvio padrão	15,3
Curtose	-0,44
Assimetria	-0,06
Mínimo	677
Máximo	759

Com base nos dados apresentados na Tabela 6.9, pode-se inferir que a distribuição de frequência do mercado total da distribuidora para 2010 não é simétrica em relação à média, uma vez que a mediana é menor que a média e o grau de assimetria é negativo, ou seja, a calda esquerda é maior que a direita, em relação à média. Também se pode afirmar que a curva é levemente achatada ou platicúrtica, pois a curtose é negativa, com desvio padrão igual a 15,3 MW médios.

A Figura 6.25 apresenta a distribuição de frequência dos desvios entre o mercado total previsto para 2010, ilustrado na Tabela 5.2, e aquele ilustrado na Figura 6.24.

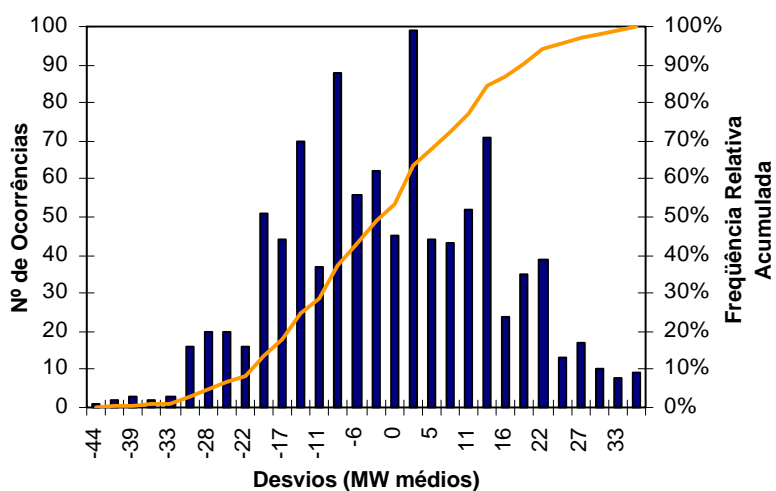


Figura 6.25: Histograma dos Desvios do Mercado em 2010 em relação à Previsão Inicial.

De acordo com os dados que geraram a Figura 6.25, os desvios negativos em relação ao valor previsto para 2010 (715 MW), ocorreram em 53,6 % dos 1000 cenários simulados, sendo que o risco da diferença entre o mercado realizado e o previsto ser maior ou igual a 26 MW médios é de 5%. Os desvios positivos ocorreram em 40,5% dos casos, e o risco de haver diferenças positivas maiores ou iguais a 22 MW médios é de 5%. A Tabela 6.10 ilustra as estatísticas dessa distribuição.

Tabela 6.10: Estatística dos desvios no mercado da distribuidora para 2010.

Desvios em 2010 (MW médio)	
Média	-2,20
Mediana	-2
Desvio padrão	15,3
Curtose	-0,44
Assimetria	0,06
Mínimo	-44
Máximo	38

Por meio dos dados apresentados na Tabela 6.10, pode-se inferir que a distribuição de frequência dos desvios entre o valor previsto para 2010 e os simulados não é simétrica em relação à média, uma vez que a mediana é maior que a média e o grau de assimetria é positivo, ou seja, a calda direita é maior que a esquerda, em relação à média. Também se pode afirmar que a curva é levemente achatada ou platicúrtica, pois a curtose é negativa, com desvio padrão igual a 14,88 MW médios.

6.2.1 - Cenário Base para 2010

Neste tópico, serão abordadas todas as 7 alternativas formuladas no item 5.2.1.4, Tabela 5.9, para a contratação de energia nos leilões de energia proveniente de usinas existentes e de novas usinas, além dos leilões de ajuste, considerando um índice de 12% para reajuste anual dos contratos e das tarifas. O item 6.2.2 apresentará uma análise de sensibilidade dos resultados para índices diferentes de reajuste.

A Tabela 6.11 ilustra os casos simulados, e a Tabela 6.14 apresentará os principais resultados obtidos.

Tabela 6.11: Resumo dos Casos Simulados para 2010

	Data de Entrega	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Leilão 2004 (MW médio)	2005	157	180	150	150	160	165	155
	2006	54	40	35	25	60	50	60
	2007	33	20	30	20	30	35	40
	2008	33	10	10	30	30	25	40
Leilão A-1 (MW médio)	2006	5	0	5	5	0	5	0
	2007	6	0	5	4	0	5	0
	2008	6	6	6	4	0	0	5
	2009	6	6	6	4	0	0	5
Leilão ajuste (MW médio)	2009	0	0	3	5	5	0	0
	2010	0	0	0	5	0	0	0
Leilão A-3 (MW médio)	2009	0	10	5	10	0	10	5
	2010	0	10	5	10	0	10	5
Leilão A-5 (MW médio)	2009	15	30	50	10	40	25	30
	2010	31	31	40	31	28	20	15
Total Contratado (MW médio)	2005	551	574	544	544	554	559	549
	2006	581	585	555	545	585	585	580
	2007	620	605	590	569	615	625	620
	2008	659	621	609	608	650	650	665
	2009	680	667	673	637	695	685	705
Carga Prevista (MW médio)	2010	715	715	715	715	715	715	715

6.2.1.1 Resultados Obtidos no Mercado de Curto Prazo em 2010

De posse dos montantes contratados para 2010, descritos na Tabela 6.11 para cada caso simulado, utilizaram-se os dados da Figura 6.24 para avaliar as possíveis situações de subcontratação e sobrecontratação. A Tabela 6.12 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 6.12: Incidência de Subcontratação e Sobrecontratação no Mercado em 2010

Desvios entre Totais (Contratado - Verificado)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Subcontratação	51,6%	59,5%	49,1%	98,9%	49,1%	42,9%	20,4%
Sobrecontratação até 3%	40,7%	35,6%	41,3%	1,1%	41,3%	43,0%	47,5%
Sobrecontratação > 3%	7,7%	4,9%	9,6%	0,0%	9,6%	14,1%	32,1%

Conforme a Tabela 6.12, nos 1000 cenários de mercado simulados para 2010, o Caso 4 apresentou subcontratação em 98,9% dos valores obtidos, enquanto o Caso 2 registrou 59,5%, e o Caso 7 em 20,4% das simulações. Por outro lado, com relação à sobrecontratação acima do limite de repasse às tarifas (3%), o Caso 7 ultrapassou esse limite em 32,1% dos dados simulados, já o Caso 6 em 14,1% e o Caso 2 em apenas 4,9% dos resultados.

Deve-se destacar que, os critérios para avaliar as perdas e os ganhos decorrentes das situações de sobra ou falta de energia no momento da liquidação no mercado de curto prazo foram detalhados no item 5.2.1.5, e resumidos na Tabela 5.11. Os resultados ilustrados nas Figuras seguintes foram determinados com base nos referidos critérios.

As Figuras 6.26 e 6.27 apresentam, respectivamente, os valores mínimos e máximos obtidos nas operações no curto prazo, considerando a hipótese do preço estar compreendido na faixa entre o valor mínimo e VR.

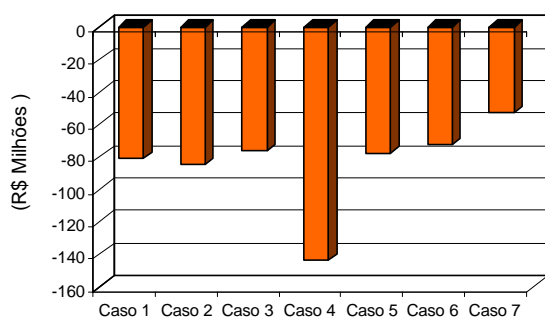


Figura 6.26: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2010
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

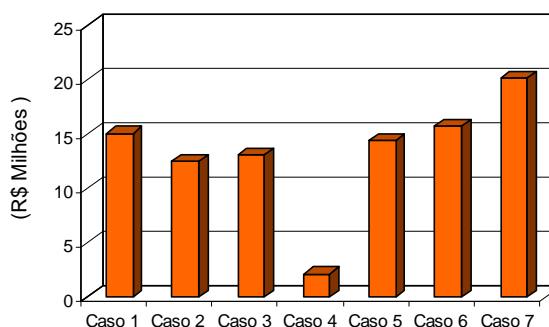


Figura 6.27: Valores Máximos no Curto Prazo - 2010
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

Segundo os resultados ilustrados na Figura 6.26, o Caso 4 registrou a pior perda possível na liquidação das diferenças no curto prazo (R\$ 143,36 milhões no ano), para PLD variando entre PLD_{\min} e VR. Já com o Caso 7, há possibilidades das perdas alcançarem R\$53,22 milhões em 2010, que é o menor valor entre as alternativas simuladas.

Com relação aos melhores resultados possíveis no mercado de curto prazo, considerando o preço no intervalo entre PLD_{\min} e VR, a Figura 6.27 indica que os Casos 7, 6 e 1 apresentaram os maiores valores, obtendo R\$ 20,16 milhões, R\$ 15,75 milhões e R\$ 15,09 milhões no ano, respectivamente. No entanto, o Caso 4, que possui o perfil mais arriscado, registrou o menor resultado, R\$ 2,14 milhões no ano.

Deve-se destacar que, segundo a Tabela 6.12, o Caso 4 registrou subcontratação em 98,9% dos 1000 cenários simulados, estando portanto sujeito às penalidades descritas no item 5.2.1.5. Já o Caso 7 apresentou sobrecontratação em 79,6% dos cenários, sendo que para os valores inferiores a 3%, as perdas são repassadas ao consumidor e os lucros apropriados pela empresa, acima disso, os lucros e as perdas são absorvidas pela distribuidora.

As Figuras 6.28 e 6.29 apresentam os resultados no curto prazo para os percentis 5% e 95%, respectivamente, para a hipótese de $PLD_{min} < PLD < VR$.

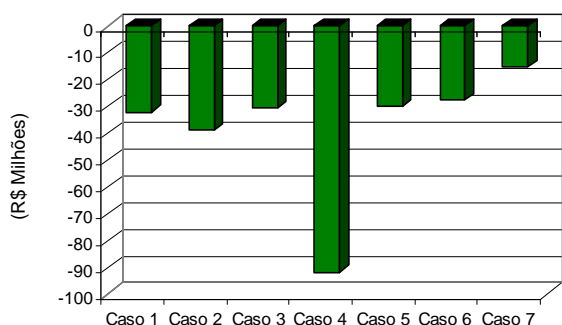


Figura 6.28: Percentil 5% no Curto Prazo - 2010
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

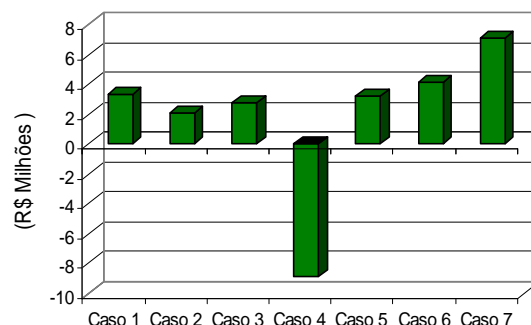


Figura 6.29: Percentil 95% no Curto Prazo - 2010
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

Conforme ilustrado na Figura 6.28, o Caso 4 apresenta 5% de chance de ocorrerem perdas superiores a R\$ 91,68 milhões no ano, limitadas ao valor descrito na Figura 6.26. Por outro lado, há 5% de probabilidade de ocorrerem perdas para o Caso 7 entre R\$ 7,13 milhões e R\$ 53,22 milhões no ano, considerando o preço no curto prazo contido no intervalo entre PLD_{min} e VR.

As Figuras 6.30 e 6.31 ilustram os resultados finais para a distribuidora, contendo os valores mínimos e máximos obtidos nas liquidações no curto prazo, considerando a hipótese do preço estar compreendido entre VR e PLD_{max} .

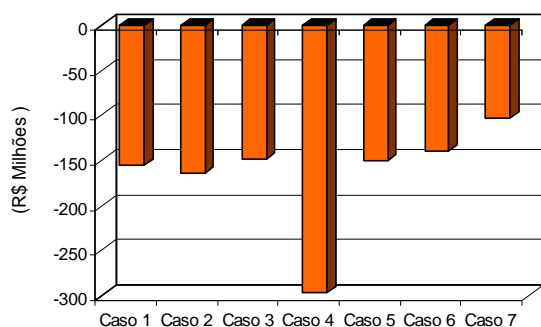


Figura 6.30: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2010
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

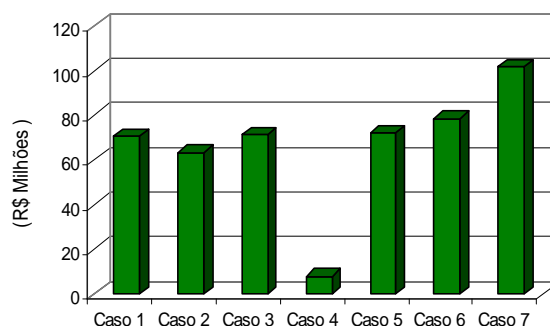


Figura 6.31: Valores Máximos no Curto Prazo - 2010
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Com base nas Figuras 6.30 e 6.31, pode-se inferir que o Caso 4 apresentou os piores resultados entre todos os casos simulados, tanto com relação às maiores perdas possíveis, quanto aos melhores valores alcançáveis nas liquidações das diferenças no mercado de curto prazo, considerando o preço contido no intervalo entre VR e PLD_{max} .

As Figuras 6.32 e 6.33 apresentam os resultados no curto prazo para os percentis 5% e 95%, respectivamente, considerando $VR < PLD < PLD_{max}$.

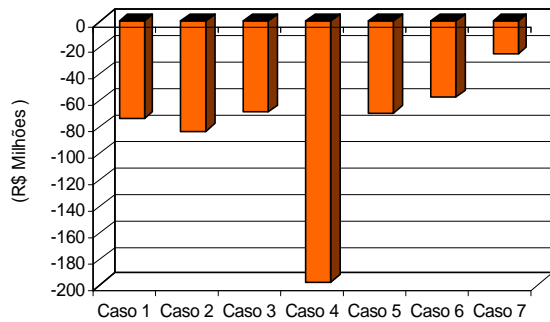


Figura 6.32: Percentil 5% no Curto Prazo - 2010

$$(VR < PLD \leq PLD_{max})$$

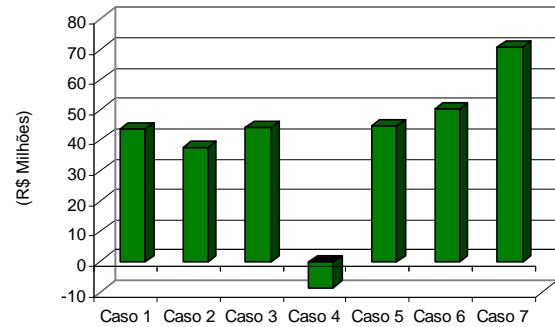


Figura 6.33: Percentil 95% no Curto Prazo - 2010

$$(VR < PLD \leq PLD_{max})$$

Conforme ilustrado nas Figuras 6.32 e 6.33, o Caso 4 apresenta 5% de chance de ocorrerem perdas superiores a R\$ 297,01 milhões no ano, e 5% de possibilidade dos melhores resultados estarem entre uma perda de R\$ 8,50 milhões e um lucro de R\$ 8,12 milhões no ano.

Por outro lado, há 5% de probabilidade de ocorrerem perdas para o Caso 7 entre R\$ 24,56 milhões e R\$ 103,18 milhões no ano, mas também existem 5% de chance dos lucros superarem R\$ 70,62 milhões no ano, considerando o preço no curto prazo contido no intervalo entre VR e PLD_{max} .

6.2.1.2 - Resultados Finais para 2010

Neste tópico, serão apresentados os resultados finais para a distribuidora, considerando o desempenho de cada caso simulado no mercado de curto prazo em 2010, e que cerca de 32,4% da fatura de energia paga pelo consumidor destina-se à empresa, conforme Figura 5.2. O Anexo B apresenta os gráficos referentes às distribuições de frequência dos resultados finais para 2010.

Também serão avaliados os possíveis impactos provocados pela decisão da distribuidora de reduzir anualmente seus contratos de energia de usinas existentes em até 4%, conforme previsto no art. 29 do Decreto nº-5.163, de 2004. Para o ano de 2010, a Tabela 6.13

apresenta as quantidades máximas de energia que poderiam ter sido reduzidas dos referidos contratos, em cada caso simulado.

Tabela 6.13: Redução Máxima Permitida para os Contratos até 2010

Redução Máxima (MW médio)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
	49	46	43	40	48	49	50

Assim, as Figuras 6.34 e 6.35 comparam os piores e os melhores resultados obtidos para cada caso simulado, considerando as hipóteses de reduzir ou não os montantes contratados de usinas existentes, e que o preço no curto prazo esteja no intervalo entre PLD_{\min} e VR.

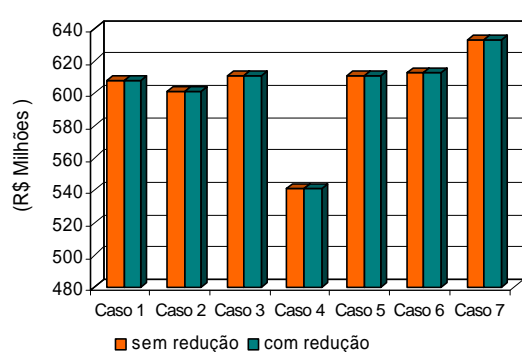


Figura 6.34: Resultado Final - Valores Mínimos 2010
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

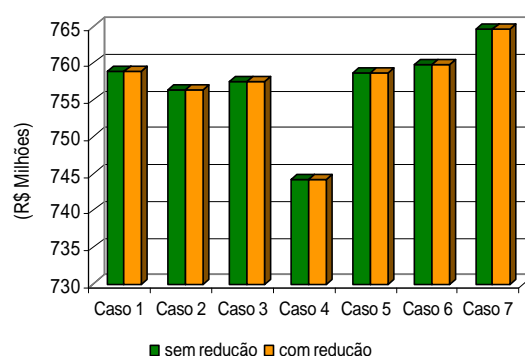


Figura 6.35: Resultado Final - Valores Máximos 2010
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.34 e 6.35, não houve diferenças para os valores mínimos e máximos entre as hipóteses de adoção ou não da redução anual de 4% dos contratos, cujos limites foram descritos na Tabela 6.13, para o PLD contido no intervalo entre PLD_{\min} e VR.

Cabe destacar o fato do Caso 7 apresentar os melhores resultados e o Caso 4, os piores desempenhos, tanto com relação aos valores mínimos, quanto aos valores máximos possíveis. Os motivos para isso são o elevado percentual de sobrecontratação do Caso 7, e o alto índice de subcontratação do Caso 4, ambos descritos na Tabela 6.12.

As Figuras 6.36 e 6.37 ilustram os percentis 5% e 95% para os resultados finais, considerando a hipótese de $PLD_{\min} < PLD < VR$.

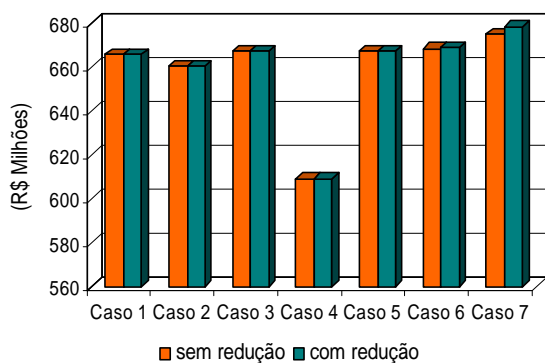


Figura 6.36: Resultado Final 2010 - Percentil 5%
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

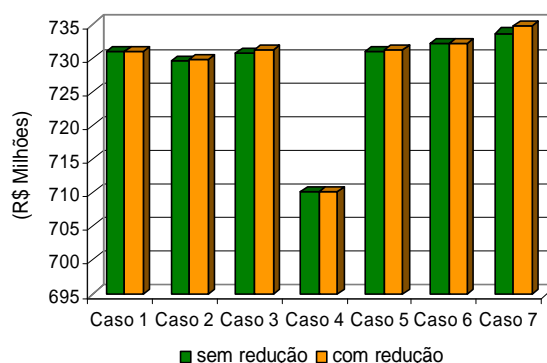


Figura 6.37: Resultado Final 2010 - Percentil 95%
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

Segundo dos dados ilustrados na Figura 6.36, o Caso 4 registrou risco de 5% na ocorrência de resultados inferiores a R\$ 609,29 milhões no ano. Com relação às opções de reduções anuais ou não dos contratos de energia de usinas existentes, o Caso 7 registrou diferença de R\$ 3,11 milhões para o percentil 5%.

Por outro lado, a Figura 6.37 indica que o Caso 4 tem probabilidade de 5% da receita final ser superior a R\$ 710,22 milhões, enquanto o Caso 7 pode alcançar valores superiores a R\$ 733,71 milhões (sem redução) ou R\$ 734,82 milhões no ano (com redução).

As Figuras 6.38 e 6.39 apresentam os valores mínimos e máximos obtidos em cada caso simulado, comparando as hipóteses de redução ou não dos contratos, considerando o preço no mercado de curto prazo variando entre o VR e o PLD_{\max} .

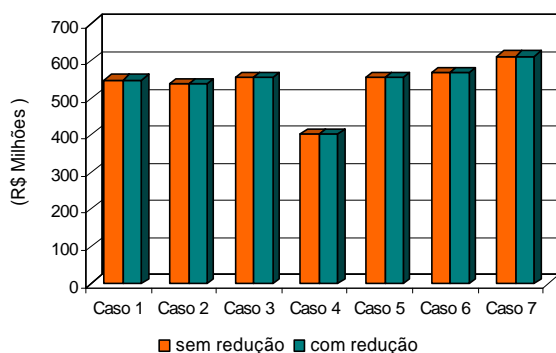


Figura 6.38: Resultado Final -Valores Mínimos 2010
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

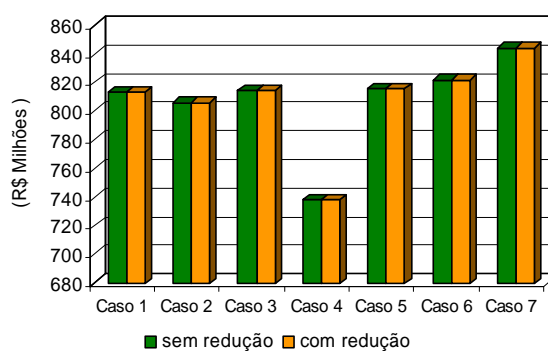


Figura 6.39: Resultado Final -Valores Máximos 2010
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.38 e 6.39, não houve diferenças para os valores mínimos e máximos entre as hipóteses de redução ou não dos contratos de energia com usinas existentes, tanto para os valores mínimos, quanto para os máximos, para os preços do curto prazo contidos entre VR e PLD_{max} .

Assim, o Caso 7 (com perfil conservador) apresentou o resultado mínimo mais favorável, com R\$ 612,80 milhões no ano, e também o melhor resultado entre os valores máximos, com R\$ 844,20 milhões no ano. Por outro lado, o Caso 4 (mais arriscado) teve os piores desempenhos, com R\$ 403,58 milhões e R\$ 737,60 milhões no ano, respectivamente.

As Figuras 6.40 e 6.41 apresentam os percentis 5% e 95% para os resultados finais da distribuidora, considerando que $VR < PLD < PLD_{max}$.

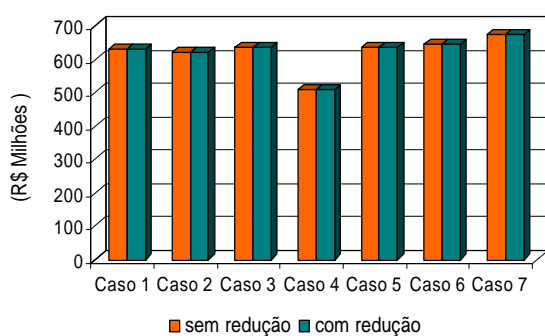


Figura 6.40: Resultado Final 2010- Percentil 5%
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

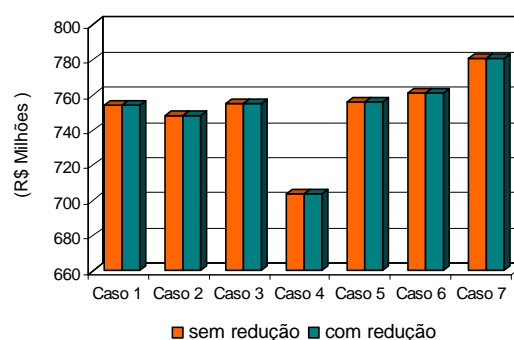


Figura 6.41: Resultado Final 2010- Percentil 95%
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

De acordo com a Figura 6.40, o Caso 4 apresenta 5% de risco de haver resultados inferiores a R\$ 507,57 milhões no ano, já a Figura 6.41 indica que o Caso 7 tem 5% de chance de alcançar valores superiores a R\$ 780,81 milhões no ano, considerando a hipótese de $VR < PLD < PLD_{max}$.

A Tabela 6.14 resume os principais resultados obtidos, considerando os índices anuais de reajustes dos contratos e das tarifas iguais a 12%.

Tabela 6.14: Resumo dos Resultados para 2010

			Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Operações no Curto Prazo (R\$ milhões)	PLD _{min} <PLD<VR	mínimo	-80,96	-84,81	-75,99	-143,36	-77,68	-72,31	-53,22
		percentil 5%	-31,98	-38,64	-30,44	-91,68	-30,02	-27,72	-15,20
		percentil 95%	3,37	2,10	2,80	-8,88	3,20	4,10	7,13
		máximo	15,09	12,47	13,05	2,14	14,45	15,75	20,16
	VR<PLD<PLD _{max}	mínimo	-155,18	-164,10	-148,42	-297,01	-149,96	-139,51	-103,18
		percentil 5%	-73,83	-83,08	-68,27	-197,32	-69,16	-56,95	-24,56
		percentil 95%	43,47	37,46	44,09	-8,50	44,81	50,43	70,62
		máximo	70,71	63,52	71,60	8,12	72,26	78,72	101,74
Resultados Finais (R\$ milhões) PLD _{min} <PLD<VR	Sem redução anual de 4%	mínimo	607,61	600,67	610,73	541,17	610,50	612,71	632,78
		percentil 5%	665,99	660,68	667,11	609,29	667,14	668,43	675,32
		percentil 95%	731,00	729,51	730,67	710,22	730,91	732,15	733,71
		máximo	758,84	756,43	757,53	744,22	758,57	759,83	764,66
	Considerando a hipótese de redução anual de 4%	mínimo	607,61	600,67	610,73	541,17	610,50	612,71	632,78
		percentil 5%	666,01	660,68	667,39	609,29	667,34	668,60	678,43
		percentil 95%	731,07	729,76	731,14	710,22	731,26	732,24	734,82
		máximo	758,84	756,43	757,53	744,22	758,57	759,83	764,66
Resultados Finais (R\$ milhões) VR<PLD<PLD _{max}	Sem redução anual de 4%	mínimo	549,29	537,51	555,84	403,58	554,66	568,29	612,80
		percentil 5%	630,03	620,92	634,78	507,57	633,75	645,80	675,14
		percentil 95%	754,14	748,79	755,37	704,24	755,93	761,45	780,81
		máximo	813,63	805,91	814,09	737,60	815,13	821,69	844,20
	Considerando a hipótese de redução anual de 4%	mínimo	549,29	537,51	555,84	403,58	554,66	568,29	612,80
		percentil 5%	630,03	620,92	634,78	507,57	633,75	645,80	675,14
		percentil 95%	754,14	748,79	755,37	704,24	755,93	761,45	780,81
		máximo	813,63	805,91	814,09	737,60	815,13	821,69	844,20

6.2.2 – Análise de Sensibilidade para 2010

O item 6.2.1 apresentou as simulações realizadas para as 7 hipóteses de contratação formuladas, assumindo um índice anual de reajuste igual a 12% para os contratos de suprimento e para as tarifas dos consumidores. Neste tópico, serão avaliados os resultados finais para a distribuidora considerando índices variando entre 10 e 15% aa, e que a distribuidora não optou por reduzir anualmente seus contratos de energia de usinas existentes.

As Figuras 6.42 e 6.43 ilustram os menores e maiores resultados para a distribuidora, respectivamente, considerando o preço no mercado de curto prazo contido no intervalo entre PLD_{min} e VR, para reajustes anuais de 10 a 15%.

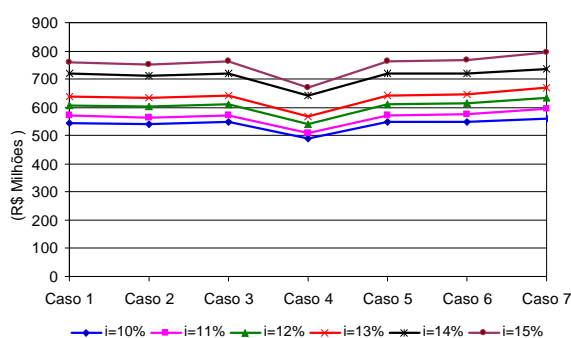


Figura 6.42: Resultado Final -Valores Mínimos 2010

($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

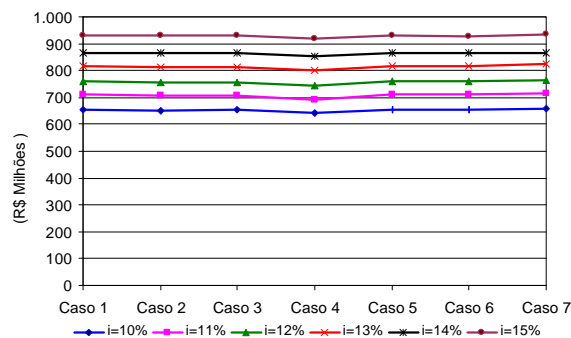


Figura 6.43: Resultado Final -Valores Máximos 2010

($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

Na seqüência, as Figuras 6.44 e 6.45 apresentam os resultados finais sob a hipótese do preço de liquidação no curto prazo residir entre VR e PLD_{max} .

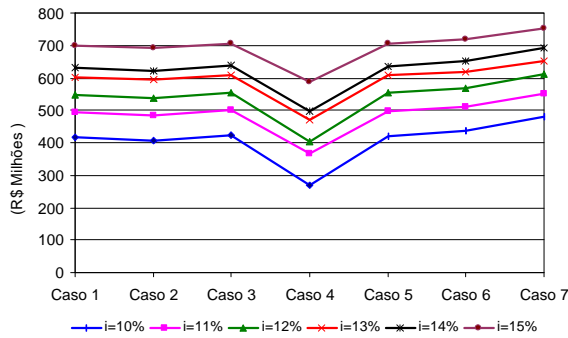


Figura 6.44: Resultado Final -Valores Mínimos 2010
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

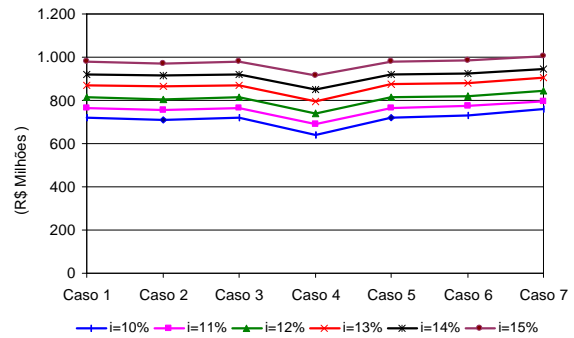


Figura 6.45: Resultado Final -Valores Máximos 2010
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.42 a 6.45, o resultado final para a distribuidora eleva-se à medida que o índice de reajuste anual das tarifas e dos contratos passa de 10 para 15% em todos os casos simulados, conforme esperado.

Para melhor avaliar os casos simulados em função do índice de reajuste, a Tabela 6.15 apresenta os valores mínimos e máximos para cada percentual de correção das tarifas e contratos, em R\$ milhões no ano, indicando os respectivos casos e considerando os preços no curto prazo situados entre PLD_{min} e VR. Já a Tabela 6.16, ilustra os respectivos valores para a hipótese dos preços estarem no intervalo entre VR e PLD_{max} .

Tabela 6.15: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2010 para $PLD_{min} < PLD < VR$

	PLD_{min}<PLD<VR			
	Resultados Valores Mínimos		Resultados Valores Máximos	
	Menor	Maior	Menor	Maior
i=10%	487,67	561,45	644,03	659,83
Caso	4	7	4	7
i=11%	510,05	593,26	692,94	716,20
Caso	4	7	4	7
i=12%	541,17	632,78	744,22	764,66
Caso	4	7	4	7
i=13%	568,92	667,92	799,19	823,49
Caso	4	7	4	7
i=14%	642,06	737,39	855,33	867,12
Caso	4	7	4	2
i=15%	668,96	795,73	917,60	933,28
Caso	4	7	4	7

Tabela 6.16: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2010 para $VR < PLD < PLD_{max}$

	VR < PLD < PLD _{max}			
	Resultados Valores Mínimos		Resultados Valores Máximos	
	Menor	Maior	Menor	Maior
i=10%	269,71	481,28	639,45	758,22
Caso	4	7	4	7
i=11%	367,19	550,74	691,33	796,93
Caso	4	7	4	7
i=12%	403,58	612,80	737,60	844,20
Caso	4	7	4	7
i=13%	469,19	651,66	793,20	904,22
Caso	4	7	4	7
i=14%	497,33	693,97	851,92	947,28
Caso	4	7	4	7
i=15%	588,10	753,47	914,91	1.004,67
Caso	4	7	4	7

Segundo a Tabela 6.15, o Caso 4 apresentou os piores resultados na hipótese do preço de liquidação das diferenças no curto prazo estar entre o valor mínimo e VR, tanto com relação aos menores valores possíveis, quanto aos maiores alcançáveis. Por outro lado, o Caso 7 registrou os melhores resultados em todos os índices de reajustes simulados.

Da mesma forma, a Tabela 6.16 indica que o Caso 4 registrou os piores valores, tanto com respeito aos menores resultados, quanto para os maiores possíveis, em todos os índices analisados. Já o Caso 7 apresentou os melhores resultados tanto entre os menores possíveis, quanto entre os maiores alcançáveis, também para todos os índices simulados.

A Figura 6.46 ilustra a distribuição de frequência dos resultados finais da distribuidora obtidos para 2010 com a escolha do Caso 7, considerando o índice de reajuste dos contratos e das tarifas iguais a 12%aa e $PLD_{min} < PLD < VR$. O Anexo B apresenta as distribuições de frequência dos demais casos simulados.

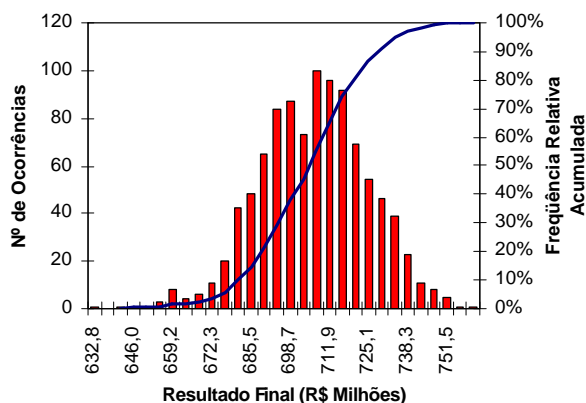


Figura 6.46: Distribuição de Frequência Caso 7 – 2010 ($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

Com base nos dados apresentados, pode-se concluir que os resultados obtidos nas liquidações das diferenças no mercado de curto prazo, mesmo não sendo significativos o suficiente para alterarem o resultado final de lucro para prejuízo, mas são importantes na escolha da melhor forma de contratação.

6.3 - Análise dos Casos Simulados para o Ano de 2011

A Figura 6.47 ilustra o histograma da distribuição de frequência da simulação do mercado total da distribuidora em 2011, considerando as variações nas classes de consumo descritas no item 5.2.1.3.

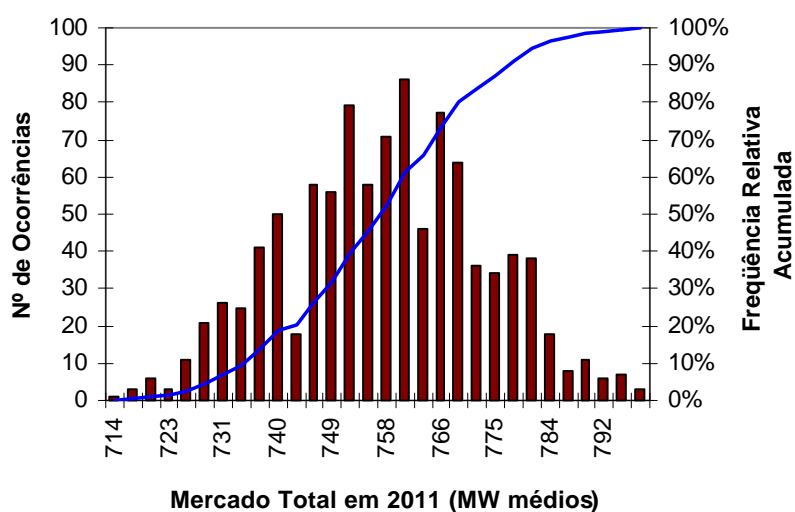


Figura 6.47: Histograma do Mercado Simulado para 2011.

Com base nos dados que originaram a Figura 6.47, verifica-se que em 5% dos 1000 cenários simulados, a carga total simulada para 2011 ficou abaixo de 729 MW médios, sendo que o menor valor registrado foi 714 MW médio. No entanto, foram registrados valores superiores a 781 MW médios só em 5% dos cenários, sendo que o maior valor alcançado foi de 801 MW médios. A Tabela 6.17 apresenta as estatísticas dessa distribuição.

Tabela 6.17: Estatísticas da Distribuição de Frequências do Mercado Simulado para 2011.

Consumo Total em 2010 (MW médio)	
Média	755,98
Mediana	757
Desvio padrão	15,89
Curtose	-0,39
Assimetria	-0,04
Mínimo	714
Máximo	801

Com base nos dados apresentados na Tabela 6.17, pode-se inferir que a distribuição de frequência do mercado total da distribuidora para 2011 não é simétrica em relação à média, uma vez que a mediana é maior que a média e o grau de assimetria é negativo, ou seja, a calda esquerda é maior que a direita, em relação à média. Também se pode afirmar que a curva é levemente achatada ou platicúrtica, pois a curtose é negativa, com desvio padrão igual a 15,89 MW médios.

A Figura 6.48 apresenta a distribuição de frequência dos desvios entre o mercado total previsto para 2011, ilustrado na Tabela 5.2, e aquele ilustrado na Figura 6.47.

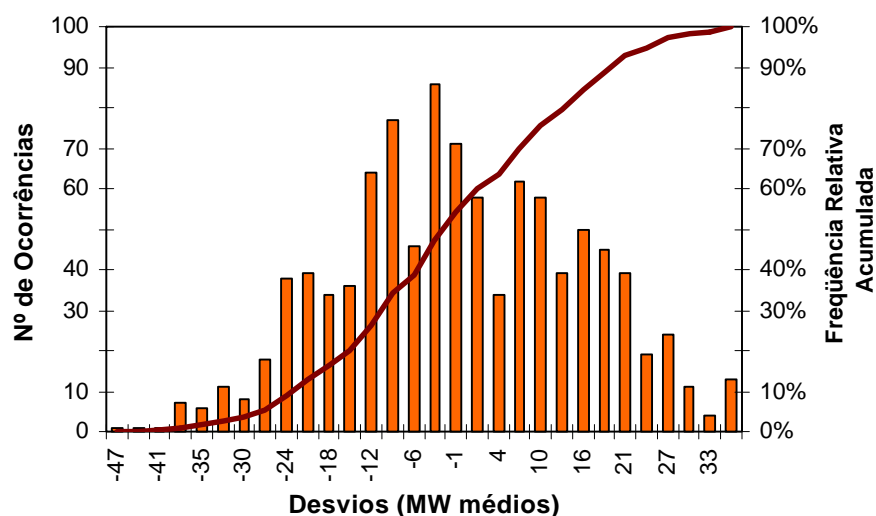


Figura 6.48: Histograma dos Desvios do Mercado em 2011 em relação à Previsão Inicial.

Conforme apresentado na Figura 6.48, os desvios negativos em relação ao valor previsto para 2011 (754 MW), ocorreram em 54,4% dos 1000 cenários simulados, sendo que o risco da diferença entre o mercado realizado e o previsto ser maior ou igual a 27 MW médios é de 5%. Os desvios positivos ocorreram em 39,8% dos casos, e o risco de haver diferenças positivas maiores ou iguais a 25 MW médios é de 5%. A Tabela 6.18 ilustra as estatísticas dessa distribuição.

Tabela 6.18: Estatística dos desvios no mercado da distribuidora para 2011.

Desvios em 2010 (MW médio)	
Média	-1,98
Mediana	-3
Desvio padrão	15,89
Curtose	-0,39
Assimetria	0,04
Mínimo	-47
Máximo	40

Por meio dos dados apresentados na Tabela 6.18, pode-se inferir que a distribuição de frequência dos desvios entre o valor previsto para 2010 e os simulados não é simétrica em relação à média, uma vez que a mediana é menor que a média e o grau de assimetria é positivo, ou seja, a calda direita é maior que a esquerda, em relação à média. Também se pode afirmar que a curva é levemente achatada ou platicúrtica, pois a curtose é negativa, com desvio padrão igual a 15,89 MW médios.

6.3.1 - Cenário Base para 2011

Neste tópico, serão abordadas todas as 7 alternativas formuladas no item 5.2.1.4, Tabela 5.9, para a contratação de energia nos leilões de energia proveniente de usinas existentes e de novas usinas, além dos leilões de ajuste, considerando um índice de 12% para reajuste anual dos contratos e das tarifas. O item 6.3.2 apresentará uma análise de sensibilidade dos resultados para índices diferentes de reajuste.

A Tabela 6.19 ilustra os casos simulados, e a Tabela 6.22 apresentará os principais resultados obtidos.

Tabela 6.19: Resumo dos Casos Simulados para 2011

	Data de Entrega		Caso 2	Caso 3	Caso 4		Caso 6	
Leilão 2004 (MW médio)	2005	157	180		150	160		155
		54	40		25	60		60
		33	20		20	30		40
	2008		10	10		30	25	
	2006	5		5	5		5	0
	2007	6		5	4		5	0
	2008	6		6	4		0	5
		6	6		4	0		5
	2010		6	3		0	6	
	2011	6		6	6		6	6
	2010	0		0	5		0	0
	2011	0		0	5		5	0
		0	10		10	0		5
Leilão A-3 (MW médio)	2010		10	5		0	10	
	2011	0		5	10		0	10
		15	30		10	40		30
Leilão A-5 (MW médio)	2010		31	40		28	20	
	2011	37		30	25		20	30
		551	574		544	554		549
Total Contratado (MW médio)	2006		585	555		585	585	
	2007		605	590		615	625	
	2008		621	609		650	650	
	2009	680		673	637		685	705
		717	714		684	718		731
	2011		765	756		769	752	
Carga Prevista (MW médio)	2011		754	754		754	754	

6.3.1.1 Resultados Obtidos no Mercado de Curto Prazo em 2011

Com base nos montantes contratados para 2011, descritos na Tabela 6.19 para cada caso simulado, utilizaram-se os dados da Figura 6.47 para avaliar as possíveis situações de subcontratação e sobrecontratação. A Tabela 6.20 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 6.20: Incidência de Subcontratação e Sobrecontratação no Mercado em 2011

Desvios entre Totais (Contratado - Verificado)	Caso 1	Caso 2		Caso 4	Caso 5	Caso 6	
Subcontratação	40,8%		52,5%	98,3%		60,2%	10,1%
	45,5%	47,6%		1,7%	51,0%		47,6%
Sobrecontratação > 3%		20,5%	8,4%		26,3%	5,2%	

Conforme apresentado na Tabela 6.20, nos 1000 cenários de mercado simulados para 2010, o Caso 4 apresentou subcontratação em 98,3% dos valores obtidos, enquanto o Caso 6 registrou 60,2%, e o Caso 7 em 10,1% das simulações. Por outro lado, com relação à sobrecontratação acima do limite de repasse às tarifas (3%), o Caso 7 ultrapassou esse limite em 42,3% dos dados simulados, já o Caso 6 em 5,2% e o Caso 4 em nenhuma ocasião.

As Figuras 6.49 e 6.50 apresentam, respectivamente, os valores mínimos e máximos obtidos nas operações no curto prazo, considerando a hipótese do preço estar compreendido na faixa entre o valor mínimo e VR.

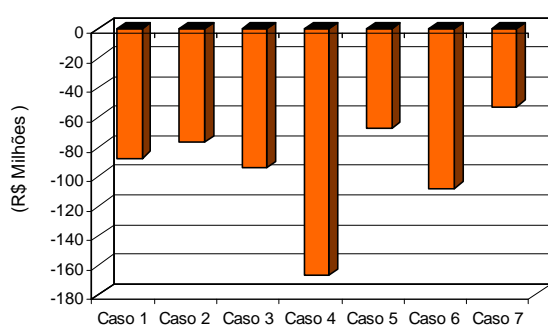


Figura 6.49: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2011

$$(PLD \leq VR)$$

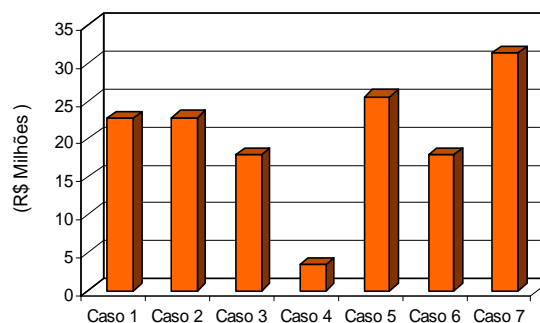


Figura 6.50: Valores Máximos no Curto Prazo - 2011

-2011

$$(PLD_{\min} \leq PLD \leq VR)$$

Segundo os resultados ilustrados na Figura 6.49, o Caso 4 registrou a pior perda possível na liquidação das diferenças no curto prazo (R\$ 166,28 milhões no ano), para $PLD \leq VR$.

variando entre PLD_{\min} e VR. Já com o Caso 7, há possibilidades das perdas alcançarem R\$52,59 milhões em 2011, que é o menor valor entre as alternativas simuladas.

Com relação aos melhores resultados possíveis no mercado de curto prazo, considerando o preço no intervalo entre PLD_{\min} e VR, a Figura 6.50 indica que os Casos 7 e 5 apresentaram os maiores valores, obtendo R\$ 31,35 milhões, R\$ 25,59 milhões ano, respectivamente. No entanto, o Caso 4 registrou o menor resultado, R\$ 3,45 milhões no ano.

Cabe ressaltar que, segundo a Tabela 6.20, o Caso 4 registrou subcontratação em 98,3% dos 1000 cenários simulados, estando portanto sujeito às penalidades descritas no item 5.2.1.5. Já os Casos 7 e 5 apresentaram sobrecontratações em 89,9% e 77,3% dos cenários, respectivamente, sendo que para os valores inferiores a 3%, as perdas são repassadas ao consumidor e os lucros apropriados pela empresa, acima disso, os lucros e as perdas são absorvidas pela distribuidora.

As Figuras 6.51 e 6.52 apresentam os percentis 5% e 95% dos resultados no mercado de curto prazo, respectivamente, para a condição de $PLD_{\min} < PLD < VR$.

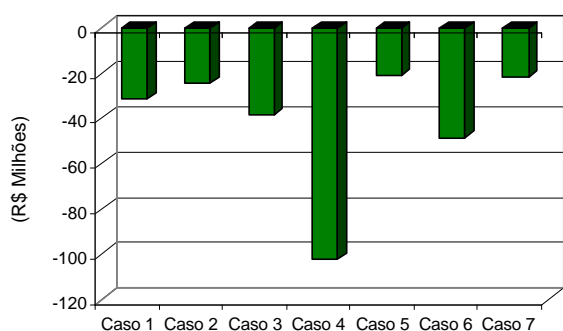


Figura 6.51: Percentil 5% no Curto Prazo - 2011

$$(PLD_{\min} \leq PLD \leq VR)$$

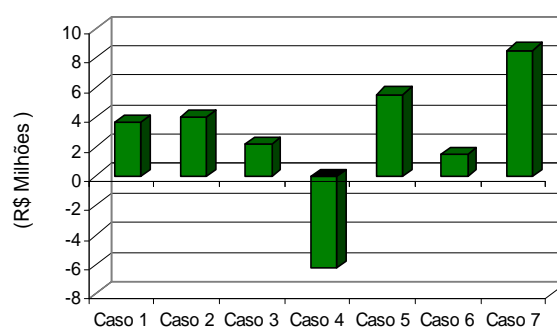


Figura 6.52: Percentil 95% no Curto Prazo - 2011

$$(PLD_{\min} \leq PLD \leq VR)$$

Conforme ilustrado na Figura 6.51, para o Caso 4, há risco de 5% de ocorrerem perdas superiores a R\$ 102,20 milhões no ano, enquanto para o Caso 5, as perdas poderiam superar R\$ 21,13 milhões no ano, ambos limitados aos valores descritos na Figura 6.49. Com relação ao percentil 95%, o Caso 7 apresenta a possibilidade de lucros superiores a R\$ 8,54 milhões, e para o Caso 4, há 5% de chance do resultado ficar entre uma perda de R\$ 6,25 milhões e o lucro de R\$ 3,45 milhões (Figura 6.50).

nais para a distribuidora, contendo os valores mínimos e máximos obtidos nas liquidações no curto prazo, considerando a

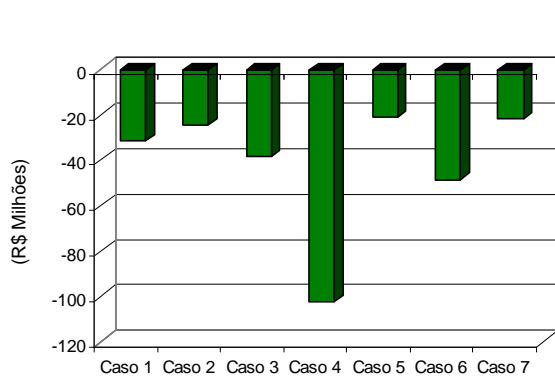


Figura 6.53: Valores Mínimos no Curto Prazo - 2011

$$(VR < PLD \leq PLD_{max})$$

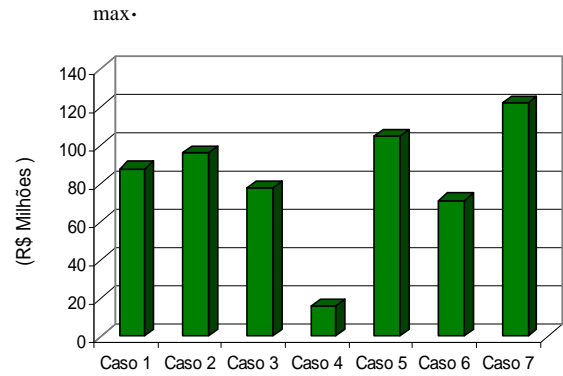


Figura 6.54: Valores Máximos no Curto Prazo - 2011

$$(VR < PLD \leq PLD_{max})$$

Segundo a Figura 6.53, novamente o Caso 4 apresentou a maior perda possível (R\$ 259,65 milhões no ano), na hipótese do preço do mercado de curto prazo estar entre VR e PLD_{max} . Com respeito aos melhores resultados possíveis, a Figura 6.54 indica o Caso 7 com o maior valor (R\$ 122,09 milhões no ano), enquanto o Caso 4 registrou o menor valor (R\$ 16,09 milhões no ano).

As Figuras 6.55 e 6.56 apresentam os percentis 5% e 95% dos resultados no mercado de curto prazo, respectivamente, para a condição de $VR < PLD < PLD_{max}$.

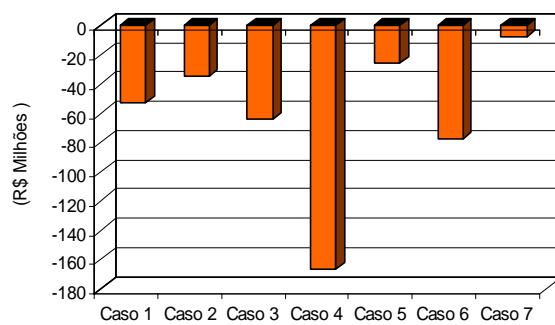
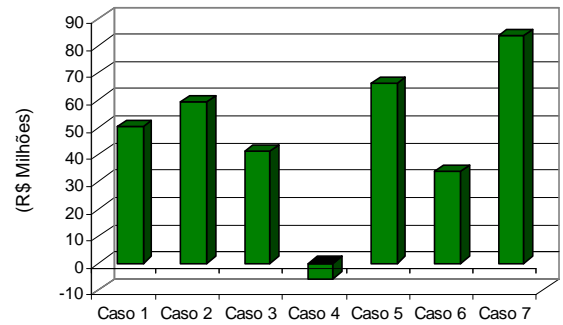


Figura 6.55: Percentil 5% no Curto Prazo - 2011

$$(VR < PLD \leq PLD_{max})$$



- 2011

$$(VR < PLD \leq PLD_{max})$$

Conforme ilustrado,

superarem R\$ 166,34 milhões no ano, e chance de 5% dos melhores resultados ficarem entre uma perda de R\$ 5,70 milhões e um lucro de R\$ 16,09 milhões no ano (Figura 6.54).

Assim, o Caso 7 apresentou possibilidades de lucros superiores a R\$ 83,76 milhões no ano, considerando a hipótese do preço no curto prazo estar entre VR e PLD_{max} .

6.3.1.2 - Resultados Finais para 2011

Neste t3pico, ser3o apresentados os resultados finais para a distribuidora, considerando o desempenho de cada caso simulado no mercado de curto prazo em 2011, e que cerca de 32,4% da fatura de energia paga pelo consumidor destina-se 3 a empresa, conforme Figura 5.2. As distribu33es de frequ3ncia dos resultados finais para 2011 constam no Anexo C.

Tamb3m ser3o avaliados os poss3veis impactos provocados pela decis3o da distribuidora de reduzir anualmente seus contratos de energia de usinas existentes em at3 4%, conforme previsto no art. 29 do Decreto n3o-5.163, de 2004. Para o ano de 2011, a Tabela 6.21 apresenta as quantidades m3ximas de energia que poderiam ter sido reduzidas dos referidos contratos, em cada caso simulado.

Tabela 6.21: Redu33o M3xima Permitida para os Contratos at3 2011

Redu33o M3xima (MW m3dio)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
	61	56	52	51	59	61	61

Dessa forma, as Figuras 6.57 e 6.58 comparam os piores e os melhores resultados obtidos para cada caso simulado, considerando as hip3teses de reduzir ou n3o os montantes contratados de usinas existentes e que o pre3o no curto prazo permane3a no intervalo entre PLD_{min} e VR.

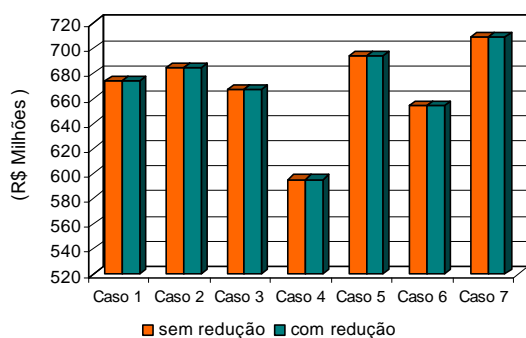


Figura 6.57: Resultado Final - Valores M3nimos 2011
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

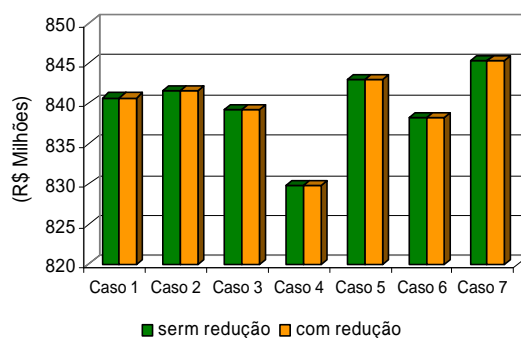


Figura 6.58: Resultado Final - Valores M3ximos 2011
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.57 e 6.58, n3o houve diferen3as para os valores m3nimos e m3ximos entre as hip3teses de ado33o ou n3o da redu33o anual de 4% dos contratos, cujos limites foram descritos na Tabela 6.16, para pre3o no curto prazo contido no intervalo entre PLD_{min} e VR.

-se ressaltar o fato dos Casos 7 e 5 apresentarem os melhores resultados, tanto com relação aos valores mínimos, quanto aos valores máximos possíveis. As principais razões residem nos elevados índices de redução dos dados da Tabela 6.20.

As Figuras 6.59 e 6.60 ilustram os percentis 5% e 95% para os resultados finais na condição $\min < PLD < VR$.

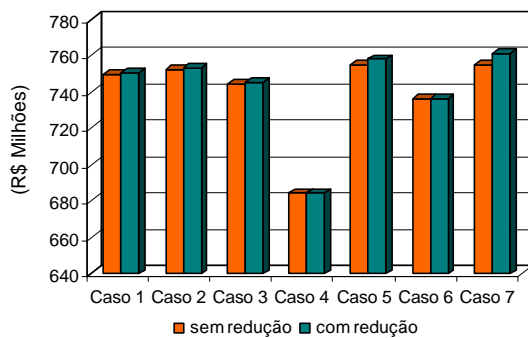


Figura 6.59: Resultado Final 2011 - Percentil 5%
($\min \leq PLD \leq VR$)

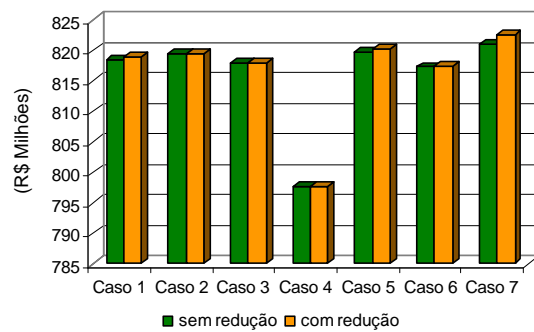


Figura 6.60: Resultado Final 2011 - Percentil 95%
($PLD_{\min} \leq VR$)

Segundo dos dados ilustrados na Figura 6.59, o Caso 4 registrou risco de 5% na ocorrência de resultados inferiores a R\$ 684,23 milhões no ano. Com relação às opções de reduções anuais ou não dos contratos de energia de usinas existentes, o Caso 7 registrou diferença de R\$ 6,61 milhões, e o Caso 5, R\$ 3,21 milhões no ano para o percentil 5%.

Por outro lado, a Figura 6.60 indica que o Caso 4 tem probabilidade de 5% da receita final ser superior a R\$ 797,75 milhões, enquanto o Caso 7 pode alcançar valores superiores a R\$ 820,97 milhões (sem redução) ou R\$ 822,50 milhões no ano (com redução anual de 4% dos contratos).

As Figuras 6.61 e 6.62 apresentam os valores mínimos e máximos obtidos em cada caso simulado, comparando as hipóteses de redução ou não dos contratos, considerando o preço no mercado de curto prazo variando entre o VR e o PLD_{\max} .

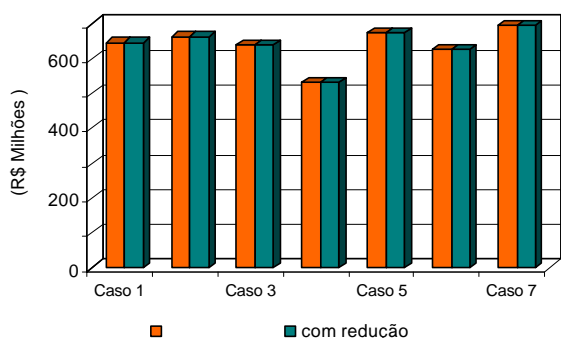


Figura 6.61: Resultado Final -Valores Mínimos 2011
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

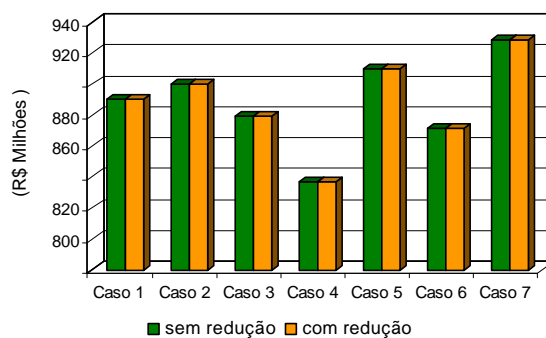


Figura 6.62: Resultado Final -Valores Máximos 2011
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.61 e 6.62, não houve diferenças para os valores mínimos e máximos entre as hipóteses de redução ou não dos contratos de energia com usinas existentes, tanto para os valores mínimos, quanto para os máximos, para os preços do curto prazo contidos entre VR e PLD_{max} .

Assim, os Casos 7 e 5 obtiveram os resultados mínimos mais favoráveis, com R\$ 695,23 milhões e R\$ 673,26 milhões no ano, respectivamente, e o Caso 4 o pior resultado, com R\$ 532,49 no ano.

Da mesma forma, o Caso 4 apresentou o pior desempenho entre os maiores valores possíveis, com R\$ 836,98 milhões no ano, enquanto o Caso 7 registrou o maior valor, R\$ 928,62 milhões no ano.

As Figuras 6.63 e 6.64 apresentam os percentis 5% e 95% dos resultados finais para a distribuidora, considerando a hipótese de $VR < PLD < PLD_{max}$.

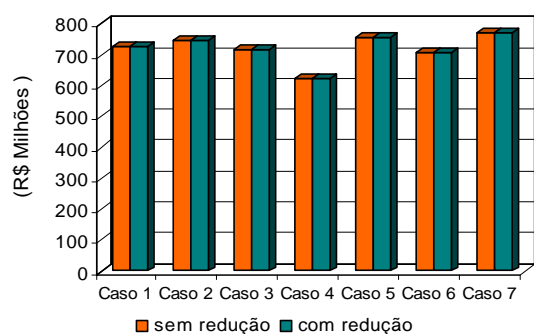


Figura 6.63: Resultado Final 2011 –Percentil 5%
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

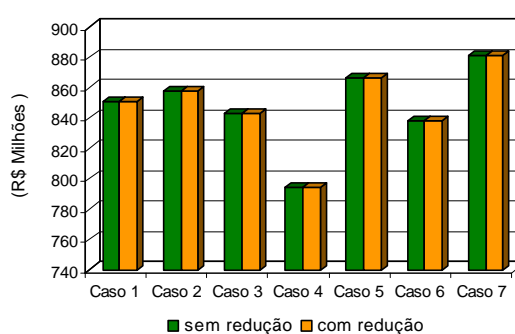


Figura 6.64: Resultado Final 2011 –Percentil 95%
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

De acordo com a Figura 6.63, o Caso 7 apresenta 5% de risco de haver resultados inferiores a R\$ 771,40 milhões no ano, já a Figura 6.66 indica que o Caso 4 tem 5% de chance de alcançar valores superiores a R\$ 880,93 milhões no ano, ambos limitados aos valores ilustrados nas Figuras 6.61 e 6.62, considerando a hipótese de $VR < PLD < PLD_{max}$.

A Tabela 6.22 resume os principais resultados obtidos, considerando os índices anuais de reajustes dos contratos e das tarifas iguais a 12%.

Tabela 6.22: Resumo dos Resultados para 2011

			Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7		
Operações no Curto Prazo (R\$ milhões)	PLD _{min} <PLD<VR	mínimo	-87,54	-76,86	-94,03	-166,28	-67,25	-107,75	-52,59		
		percentil 5%	-31,28	-24,79	-38,43	-102,20	-21,13	-48,58	-21,78		
		percentil 95%	3,66	4,03	2,16	-6,25	5,54	1,46	8,54		
		máximo	22,77	22,84	17,92	3,45	25,59	17,95	31,35		
	VR<PLD<PLD _{max}	mínimo	-129,91	-108,87	-142,01	-259,65	-95,60	-156,87	-67,60		
		percentil 5%	-53,16	-35,16	-64,27	-166,34	-25,35	-77,88	-7,30		
		percentil 95%	50,42	59,15	40,95	-5,70	66,26	33,90	83,76		
		máximo	87,92	96,09	77,70	16,09	104,73	71,21	122,09		
		Resultados Finais (R\$ milhões) PLD _{min} <PLD<VR	Sem redução anual de 4%	mínimo	674,23	684,91	667,74	595,48	694,52	654,02	709,17
				percentil 5%	749,17	752,19	744,19	684,23	754,64	736,01	754,54
percentil 95%	818,59			819,58	817,86	797,75	819,68	817,34	820,97		
máximo	840,71			841,55	839,28	829,74	842,90	838,32	845,32		
Considerando a hipótese de redução anual de 4%	mínimo		674,23	684,91	667,74	595,48	694,52	654,02	709,17		
	máximo		840,71	841,55	839,28	829,74	842,90	838,32	845,32		
Resultados Finais (R\$ milhões) VR<PLD<PLD _{max}	Sem redução anual de 4%	mínimo	646,13	663,78	639,37	532,49	673,26	626,15	695,23		
		percentil 5%	730,09	746,79	719,72	624,65	755,94	706,84	771,40		
		percentil 95%	850,39	857,66	842,43	794,27	865,84	837,86	880,93		
		máximo	889,97	900,11	879,54	836,98	909,79	871,19	928,62		
	Considerando a hipótese de redução anual de 4%	mínimo	646,13	663,78	639,37	532,49	673,26	626,15	695,23		
		percentil 5%	730,09	746,79	719,72	624,65	755,94	706,84	771,40		
		percentil 95%	850,39	857,66	842,43	794,27	865,84	837,86	880,93		
		máximo	889,97	900,11	879,54	836,98	909,79	871,19	928,62		

6.3.2 – Análise de Sensibilidade para 2011

O item 6.3.1 apresentou as simulações realizadas para as 7 alternativas de contratação formuladas, assumindo um índice anual de reajuste igual a 12% para os contratos de suprimento e para as tarifas dos consumidores. Neste tópico, serão avaliados os resultados finais para a distribuidora considerando índices variando entre 10 e 15% aa, e que a distribuidora não optou por reduzir anualmente seus contratos de energia de usinas existentes.

As Figuras 6.65 e 6.66 ilustram os menores e maiores resultados para a distribuidora, respectivamente, considerando o preço no mercado de curto prazo contido no intervalo entre PLD_{min} e VR, para reajustes anuais de 10 a 15%. Em seguida, as Figuras 6.67 e 6.68

apresentam os resultados finais sob a hipótese do preço de liquidação no curto prazo residir entre VR e PLD_{max} .

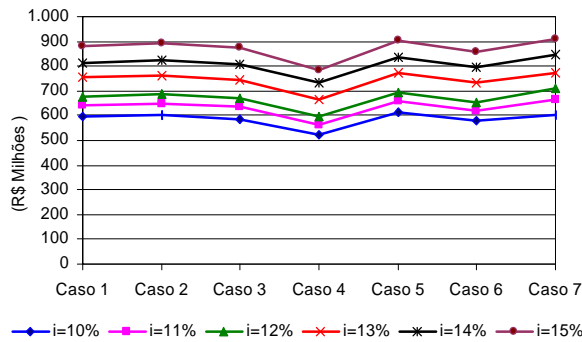


Figura 6.65: Resultado Final -Valores Mínimos 2011
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

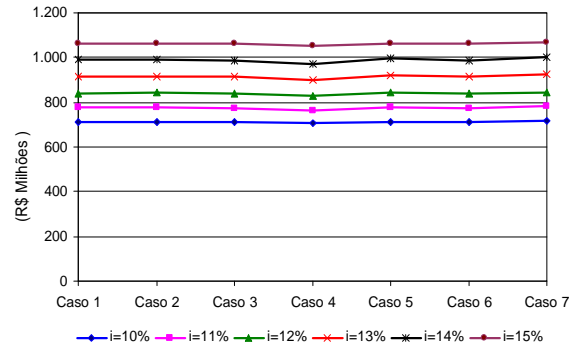


Figura 6.66: Resultado Final -Valores Máximos 2011
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

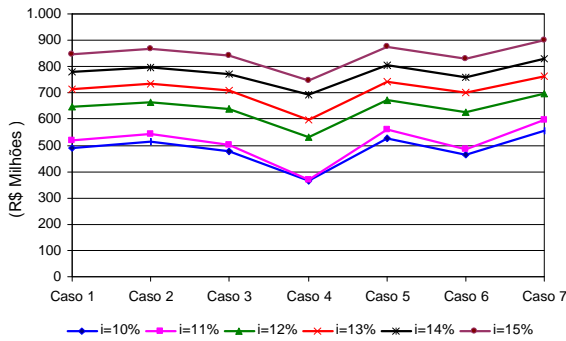


Figura 6.67: Resultado Final -Valores Mínimos 2011
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

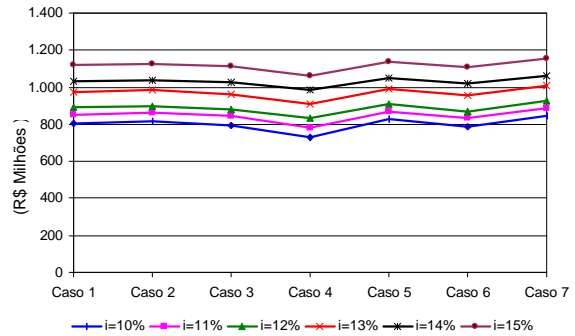


Figura 6.68: Resultado Final -Valores Máximos 2011
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Conforme ilustrado nas Figuras 6.65 a 6.68, o resultado final para a distribuidora eleva-se à medida que o índice de reajuste anual das tarifas e dos contratos passa de 10 para 15% em todos os casos simulados, conforme esperado.

Para melhor avaliar os casos simulados em função do índice de reajuste, a Tabela 6.23 apresenta os valores mínimos e máximos para cada percentual de correção das tarifas e contratos, em R\$ milhões no ano, indicando os respectivos casos e considerando os preços no curto prazo situados entre PLD_{min} e VR. Já a Tabela 6.24, ilustra os respectivos valores para a hipótese dos preços estarem no intervalo entre VR e PLD_{max} .

Tabela 6.23: Resultados da Análise de Sensibilidade de 2011 para $PLD_{\min} < PLD < VR$

PLD_{min}<PLD<VR					
		Resultados Valores Mínimos		Resultados Valores Máximos	
		Menor	Maior	Menor	Maior
i=10%		524,98	611,32	704,79	717,42
Caso		4	5	4	7
i=11%		564,46	665,92	765,03	783,61
Caso		4	7	4	7
i=12%		595,48	709,17	829,74	845,32
Caso		4	7	4	7
i=13%		667,03	774,75	897,91	923,96
Caso		4	5	4	7
i=14%		730,37	846,34	972,01	1.002,58
Caso		4	7	4	7
i=15%		786,41	910,93	1.051,50	1.069,34
Caso		4	7	4	7

Tabela 6.24 Resultados da Análise de Sensibilidade de 2011 para $VR < PLD < PLD_{\max}$

VR<PLD<PLD_{max}					
		Resultados Valores Mínimos		Resultados Valores Máximos	
		Menor	Maior	Menor	Maior
i=10%		366,25	557,63	727,21	845,23
Caso		4	7	4	7
i=11%		368,87	595,97	783,84	885,68
Caso		4	7	4	7
i=12%		532,49	695,23	836,98	928,62
Caso		4	7	4	7
i=13%		598,52	763,68	907,61	1.010,99
Caso		4	7	4	7
i=14%		691,71	828,34	984,21	1.061,28
Caso		4	7	4	7
i=15%		746,39	898,47	1.063,56	1.153,72
Caso		4	7	4	7

Segundo a Tabela 6.23, o Caso 4 apresentou os piores resultados na hipótese do preço de liquidação das diferenças no curto prazo estar entre o valor mínimo e VR, tanto com relação aos menores valores possíveis, quanto aos maiores alcançáveis. O Caso 5 registrou o melhor resultado entre os mínimos possíveis para índices de reajustes anuais iguais a 10 e 13%, e o Caso 7 para os demais percentuais, inclusive com relação às maiores receitas alcançáveis.

Por outro lado, a Tabela 6.24 indica que o Caso 4 registrou os piores valores entre os menores resultados possíveis em todos os índices de reajustes simulados, assim como entre os maiores valores alcançáveis, considerando o preço do curto prazo contido no intervalo entre VR e PLD_{\max} . No entanto, com relação aos maiores valores, o Caso 7 foi superior em

todos percentuais de reajuste analisados para essa condição do preço de liquidação no mercado de curto prazo.

A Figura 6.69 apresenta a distribuição de frequência dos resultados finais da distribuidora obtidos para 2011 com a escolha do Caso 7, considerando o índice de reajuste dos contratos e das tarifas iguais a 12%aa e $PLD_{\min} < PLD < VR$. O Anexo C apresenta as distribuições de frequência dos demais casos simulados.

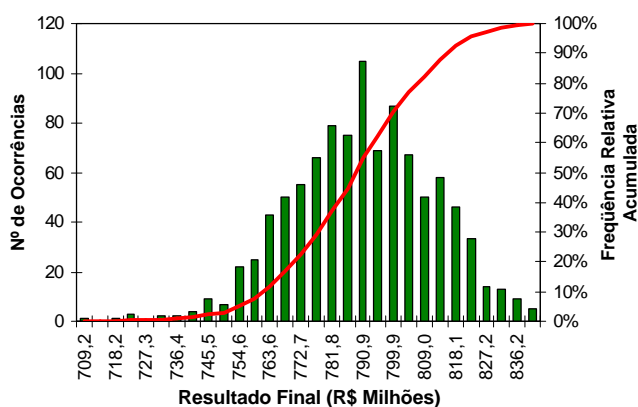


Figura 6.69: Distribuição de Frequência Caso 7 – 2011 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

6.4 – Critérios para Escolha da Melhor Alternativa

6.4.1 - Aspectos Gerais

O capítulo 2 apresentou os critérios Maximin, Maxmax, Hurwicz e Savage no item 2.8, os quais auxiliam o processo de tomada de decisões frente a um conjunto de alternativas. Neste trabalho, optou-se pela utilização dos três primeiros critérios.

O critério Maximin sugere a escolha da alternativa com o maior lucro mínimo, já o Maxmax, indica a opção com maior lucro máximo, enquanto o Hurwicz calcula a média ponderada entre o melhor e o pior resultados, escolhendo o maior valor obtido entre os casos simulados. Para esse último critério, será considerado α (grau de otimismo) igual a 0,5 para esta análise.

Dessa forma, primeiramente serão analisados os resultados obtidos em cada ano, considerando as avaliações de sensibilidade realizadas para índices anuais de reajustes dos contratos de fornecimento e das tarifas dos consumidores, ilustradas nas Tabelas 6.6, 6.7,

6.12, 6.13, 6.19 e 6.20. Por fim, serão apresentadas as conclusões englobando todas as simulações realizadas para os anos de 2009, 2010 e 2011.

6.4.2 - Escolhas para 2009

6.4.2.1 - Hipótese: $PLD_{\min} < PLD < VR$

Com relação ao ano de 2009, segundo o critério Maximin, o Caso 3 é a melhor opção para índices anuais de correção iguais a 10, 11, 12, 13 e 14%, enquanto o Caso 2 é superior para 15%aa.

De acordo com o critério Maxmax, o Caso 7 seria o escolhido para todos os índices simulados. Contudo, segundo o critério de Hurwicz, indica-se o Caso 3 para percentuais de reajuste de 10 a 15%aa, e também o Caso 2 para 15%.

6.4.2.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{\max}$

Para a condição do preço no curto prazo estar contido no intervalo entre VR e PLD_{\max} , os critérios Maximin, Maxmax e Hurwicz sugerem o Caso 7 em todos os índices simulados.

6.4.3 - Escolhas para 2010

6.4.3.1 - Hipótese: $PLD_{\min} < PLD < VR$

Com respeito a 2010, considerando a hipótese formulada, o critério Maximin indica o Caso 7 em todos os percentuais simulados, assim como o critério de Hurwicz. No entanto, segundo o método Maxmax, o Caso 2 é o escolhido para índices anuais de reajustes iguais a 14%, e o Caso 7 para os demais simulados.

6.4.3.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{\max}$

Os métodos Maximin, Maxmax e Hurwicz apontam o Caso 7 como a melhor escolha para todos os percentuais de reajustes.

6.4.4 - Escolhas para 2011

6.4.4.1 - Hipótese: $PLD_{\min} < PLD < VR$

Para 2011, considerando a hipótese formulada, o critério Maximin sugere o Caso 5 para índices anuais de reajustes de 10 e 13%, e o Caso 7 para dos demais. No entanto, os métodos Maxmax e Hurwicz indicam o Caso 7 para todos os percentuais simulados.

6.4.4.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{\max}$

Os critérios Maximin, Maxmax e Hurwicz indicam o Caso 7 como a melhor alternativa de contratação para percentuais de reajustes analisados..

6.4.5 - Análise Global dos Resultados

A análise final dos resultados obtidos nas simulações das 7 alternativas de contratação de energia estudadas para os anos de 2009 a 2011, foi dividida em dois cenários possíveis para o preço da energia no mercado de curto prazo.

6.4.5.1 - Hipótese: $PLD_{\min} < PLD < VR$

Para esta condição, com base nas análises realizadas, o Caso 7, que é a alternativa mais conservadora, foi escolhido como a melhor opção de contratação, pois segundo o critério Maxmax, que é o mais arrojado, essa alternativa foi indicada em quase todos os índices simulados nos anos de 2009, 2010 e 2011. Da mesma forma, os critérios Maximin (o mais conservador) e Hurwicz (intermediário) também o indicaram como o melhor para 2010 e 2011.

Por outro lado, para essa condição de preço no mercado de curto prazo, o Caso 4 apresentaria os piores resultados possíveis em todos os anos estudados, tanto com relação aos valores mínimos, quanto aos valores máximos, constituindo-se portanto, na opção menos indicada para a hipótese de preço considerada.

6.4.5.2 - Hipótese: $VR < PLD < PLD_{\max}$

Para a hipótese assumida neste item, o Caso 7 também foi escolhido como a melhor alternativa formulada, uma vez que, os critérios Maxmax, Maximin e Hurwicz o indicaram em todos os percentuais de reajustes simulados para 2009, 2010 e 2011.

Contudo, se o Caso 4 tivesse sido escolhido e o preço no curto prazo atendesse a hipótese formulada neste item, a distribuidora obteria os piores resultados mínimos e máximos possíveis em todos os anos analisados, constituindo-se na alternativa menos indicada.

7 - CONCLUSÃO

Este trabalho objetivou estimar os riscos que uma distribuidora estará exposta nas operações de compra e venda de energia sob as regras implantadas no Novo Modelo do Setor Elétrico.

Inicialmente, foram apresentados no Capítulo 2 os conceitos de risco e incerteza, assim como algumas ferramentas utilizadas para realizar a análise dos riscos associados às operações financeiras de empresas, destacando-se o *Value at Risk* e a Simulação de Monte Carlo.

Na seqüência, foram relatadas no Capítulo 3 as experiências da reestruturação do setor elétrico no Reino Unido, na Noruega e no Estado americano da Califórnia. Também foi apresentada a evolução da estrutura institucional e regulatória do setor elétrico brasileiro até 2003.

O Capítulo 4 apresentou o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico no Brasil, estabelecido nas Leis nºs 10.847 e 10.848, de março de 2004, e nos Decretos nº 5.163, julho de 2004, nº 5.175, nº 5.177 e nº 5.184, de agosto de 2004.

Segundo as novas regras, a distribuidora deverá prever seu mercado cativo com cinco anos de antecedência e contratar a energia necessária por meio dos leilões de energia existente, energia nova (com 5 ou 3 anos de antecedência) ou de ajustes (anualmente). Os contratos bilaterais firmados pelas empresas com produtores independentes serão respeitados, assim como a obrigatoriedade da aquisição de parte da energia produzida por Itaipu (somente para as distribuidoras das regiões sul, sudeste e centro-oeste).

As diferenças entre os montantes contratados e verificados serão contabilizadas e liquidadas mensalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sob o preço de liquidação de diferenças (PLD), o qual será calculado e publicado pela CCEE, tendo por referência o custo marginal de operação e limitado por valores mínimo (piso) e máximo (teto), determinados pelo Ministério de Minas e Energia.

Como os preços resultantes desses leilões tenderão a ser diferentes, e os desvios entre o mercado previsto e o realizado serão liquidados no mercado de curto prazo, que é bastante volátil, a distribuidora deverá gerenciar o risco associado à contratação de energia para não prejudicar sua receita.

O Capítulo 5 apresentou as premissas e as hipóteses formuladas para atuação da distribuidora nos leilões de energia proveniente de usinas existentes, de novos empreendimentos de geração e nos leilões de ajuste, de forma a garantir o atendimento da totalidade de seu mercado cativo.

Para isso, foram consideradas incertezas quanto à realização de seu mercado para os anos de 2009, 2010 e 2011, bem como no preço de compra da energia referenciados a esses anos. Com base nessas variáveis, foram simuladas sete possibilidades de compra de energia para atender ao mercado da empresa, utilizando a Simulação de Monte Carlo para gerar os diversos cenários possíveis destas operações.

Algumas alternativas de contratação consideraram sobra de energia, já outras optaram pela falta. A lógica da construção dos casos foi efetuar o maior volume de compra de energia nos primeiros leilões, quando devem ocorrer os menores preços.

Além disso, foram também considerados neste estudo os efeitos do realinhamento tarifário iniciado em 2003, conforme diretrizes estabelecidas no Decreto nº 4.562, de 2002, e cujo término está previsto para 2007.

Dessa forma, o Capítulo 6 apresentou os resultados das simulações realizadas para estimar os riscos que uma distribuidora estará exposta ao prever seu mercado com cinco anos de antecedência e contratar os montantes de energia nos leilões promovidos pela CCEE.

Para cada caso estudado, foram gerados 1000 cenários por meio da variação das incertezas no mercado previsto para 2009, 2010 e 2011 e no preço futuro de compra da energia. Em seguida foi realizada análise de sensibilidade nos resultados variando-se os índices anuais de reajustes dos contratos de fornecimento e das tarifas entre 10% e 15% a.a.

Foram analisados os resultados das operações de compra e venda no mercado de curto prazo para as situações de subcontratação e sobrecontratação, e também os resultados finais para a distribuidora, levando em consideração que cerca de 32,4% do total pago pelos consumidores destina-se à concessionária (para tarifas sem ICMS).

Os resultados foram divididos em dois grandes grupos: o primeiro considera a hipótese do preço de liquidação no curto prazo (PLD) estar contido no intervalo entre o valor mínimo (PLD_{min}) e VR. O segundo engloba os resultados para a condição do PLD situar-se entre VR e o valor máximo (PLD_{max}).

Com o objetivo de escolher a melhor opção de contratação de energia, dentre os sete casos simulados, utilizaram-se os critérios Maximin, Maxmax e o método de Hurwicz para auxiliar a tomada de decisão.

A análise global dos resultados finais para a distribuidora, considerando os valores obtidos em cada caso simulado, para índices anuais de reajustes entre 10 e 15% e para os anos de 2009, 2010 e 2011, indicou o Caso 7 (o mais conservador) como a melhor opção e o Caso 4 (o mais arriscado) como a pior alternativa, tanto para a hipótese do preço da energia no curto prazo estar entre PLD_{min} e VR, quanto para a possibilidade do preço estar situado entre VR e PLD_{max}.

Com base nos resultados obtidos, pode-se inferir que as novas regras de contratação de energia penalizarão fortemente as estratégias que optarem pela subcontratação, além de proporcionar situações de ganhos para as distribuidoras nos casos de sobrecontratação. Dessa forma, as empresas tenderão a contratar montantes de energia superiores às reais necessidades de seus mercados cativos.

Por fim, deve-se destacar que o Novo Modelo do Setor Elétrico promove a concentração de poder no Ministério de Minas e Energia (MME), uma vez que as principais diretrizes foram estabelecidas em Decretos e os novos órgãos de planejamento (EPE), comercialização (CCEE), e monitoramento (CMSE), além da entidade responsável pela operação do sistema interligado (ONS) serão dirigidas por pessoas indicadas pelo governo.

Assim, criou-se um ambiente de incertezas sobre a estabilidade regulatória a médio e longo prazos em virtude do elevado grau de intervencionismo do Estado no mercado de energia elétrica, o que poderá afetar o nível de investimento dos agentes privados no setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MEYER, PAUL L. **Probabilidade: aplicações à estatística**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos, 1981.
- [2] GATTÁS, RENY REIS. **Elementos de probabilidade e inferência**. São Paulo, Atlas, 1978.
- [3] LAPPONI, JUAN CARLOS. **Estatística usando Excel 5 e 7**. São Paulo, Lapponi Treinamento e Editora, 1997.
- [4] BUSSAB, WILTON O. & MORETTIN, PEDRO A. **Estatística Básica**. São Paulo, Atual, 1987.
- [5] SILVA NETO, LAURO A. **Derivativos: Definições, Emprego e Risco**. São Paulo, Atlas, 1998.
- [6] JORION, PHILIPPE. **Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado**. São Paulo, Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.
- [7] ISHIHARA, CLÁUDIO AKIO. **Utilização de Derivativos Financeiros na Mitigação dos Riscos de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil**. Brasília, 2002. Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília.
- [8] BERNARDI, PEDRO BECK DI. **Análise de Risco em Investimentos Imobiliários por Simulação**. Santa Catarina, 2002. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina.
- [9] ABREU, PAULO F.S.P. & STEPHAN, CHRISTIAN. **Análise de Investimentos**. Rio de Janeiro, Campus, 1982.
- [10] ANDRADE, EDUARDO L. **Introdução à Pesquisa Operacional – Métodos e Modelos para Análise de Decisão**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos Editora, 1998.
- [11] MOTTA, REGIS R. & CALÔBA, GUILHERME M. **Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais**. São Paulo, Atlas, 2002.
- [12] SALIBY, EDUARDO & ARAÚJO, MARCOS M.S. **Cálculo do Valor em Risco Através de Simulação Monte Carlo: uma Avaliação de Uso de Métodos Amostrais Mais Eficientes em Portfólios com Opções**. Artigo publicado no XXXIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Campos do Jordão, 2001.
- [13] PINTO, IUBATAN A. **Estudo da Tolerância ao Risco Utilizando os Indicadores Financeiros e Operacionais das Empresas de Petróleo**. Campinas, 2002. Dissertação de Mestrado – Universidade de Campinas.
- [14] AIRES, JOÃO C. O. **Competição em Sistemas de Energia Elétrica – Comercialização e Estratégias para o Mercado**. Rio de Janeiro, 2001. Tese de Doutorado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

- [15] STEVENSON, WILLIAM J. **Estatística Aplicada à Administração**. São Paulo, Harbra, 2001.
- [16] LUDWIG, JUREMA B. & CARDOSO, LEANDRO. **Planejamento com Incertezas – o Desafio do Planejamento da Transmissão**. Artigo Publicado no XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
- [17] LAPPONI, JUAN CARLOS. **Avaliação de Projetos de Investimentos - Modelos em Excel**. São Paulo, Laponi Treinamento e Editora, 1996.
- [18] GALESNE, ALAIN & FENSTERSEIFER, JAIME E. & LAMB, ROBERTO. **Decisões de Investimentos da Empresa**. São Paulo, Atlas, 1999.
- [19] CASAROTTO FILHO, NELSON & KOPITCKE, BRUNO HARTMUT. **Análise de Investimentos**. São Paulo, Atlas, 1998.
- [20] SCHUCH, GLADIS BORDIN. **Um Modelo para Estudos da Demanda de Energia Elétrica em Ambiente Competitivo**. Florianópolis, 2000. Tese de Doutorado – Universidade Federal de Santa Catarina.
- [21] AZEVEDO FILHO, JORGE MARQUE DE. **Imperativos da Descentralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2000. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [22] AIRES, JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA. **Competição em Sistemas de Energia Elétrica: Comercialização e Estratégias para o Mercado**. Rio de Janeiro, 2001. Tese de Doutorado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [23] GONÇALVES JUNIOR, DORIVAL. **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Estratégia de Retomada da Taxa de Acumulação do Capital ?**. São Paulo, 2002. Dissertação de Mestrado – Universidade de São Paulo.
- [24] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, informações técnicas obtidas por meio de seu site : [http:// www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).
- [25] MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, informações técnicas obtidas por meio de seu site : [http:// www.mae.org.br](http://www.mae.org.br).
- [26] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, informações técnicas obtidas por meio de seu site : [http:// www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [27] ENERGIA BRASIL – Site Oficial da Câmara de Gestão da Crise de Energia, informações técnicas obtidas através de seu endereço eletrônico : [http:// www.energiabrasil.gov.br](http://www.energiabrasil.gov.br).
- [28] COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO, **Relatório de Progresso nº 1**, de 9 de janeiro de 2002.

- [29] COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO, **Relatório de Progresso nº 2**, de 1 de fevereiro de 2002.
- [30] COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO, **Relatório de Progresso nº 3**, de 5 de junho de 2002.
- [31] COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO, **Relatório de Progresso nº 4**, de novembro de 2002.
- [32] CAMARGO, IVAN. Apostila da Disciplina de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica: **Regulação de Mercados de Energia Elétrica**. Brasília, 2003.
- [33] MATTÃO, LUCIANO MOREIRA. **Análise Crítica da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, 2004. Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília.
- [34] LONGO, RIOLANDO & SAUER, ILDO LUIS. **Semelhanças entre as Crises Energéticas na Califórnia e no Brasil**. Artigo Publicado no IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2002.
- [35] LANDI, MÔNICA & BERMAN, CÉLIO. **A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Transição Incompleta**. Artigo Publicado no IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2002.
- [36] LONGO, RIOLANDO & BERMAN, CÉLIO. **Avaliação do Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Das Propostas à Realidade**. Artigo Publicado no IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2002.
- [37] ROSA, LUIZ PINGUELLI & TOLMASQUIM, MAURÍCIO TIOMNO & PIRES, JOSÉ CLÁUDIO LINHARES. **A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo: Uma Visão Crítica**. Rio de Janeiro, Coppe, UFRJ, 1998.
- [38] NASCIMENTO JÚNIOR, CARLOS R.A. **Risco e Comercialização de Energia Elétrica**. Itajubá, 1999. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Itajubá.
- [39] NORDPOOL. **Nordpool Statistics 2002**. Disponível no site: <http://www.nordpool.com>.
- [40] TOLEDO, GERALDO LUCIANO & OVALLE, IVO IZIDORO. **Estatística Básica**. São Paulo, Atlas, 1985.
- [41] LOYOLA, GUSTAVO & GUEDES FILHO, ERNESTO MOREIRA. **O Efeito do Tratamento Diferenciado dos Empreendimentos de Geração no Modelo Proposto**. Relatório da Tendências Consultoria Integrada, São Paulo, 2004.
- [42] GONZALES, ROBERTO. **Risco de Inadimplência do Pool Inibirá Financiamento Privado**. Artigo publicado no site: [http:// canalenergia.com.br](http://canalenergia.com.br), em 17/03/2004.
- [43] MACHADO, OLDON. **Riscos do Novo Modelo estão Concentrados na Distribuição**. Artigo publicado no site: [http:// canalenergia.com.br](http://canalenergia.com.br), em 18/03/2004.

[44] MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica. **Relatório de Informações ao Público - Parte V: Informações Individuais dos Agentes de Mercado, Abril de 2004.** Disponível no site: [http:// www.mae.org.br](http://www.mae.org.br).

[45] ANEEL. Apresentação realizada sobre o funcionamento e a regulação do mercado brasileiro na VIII Reunião Anual Ibero-Americana de Reguladores de Energia. Rio de Janeiro, 24 de maio de 2004.

[46] MME – Ministério de Minas e Energia: **Modelo Institucional do Setor Elétrico.** Brasília, dezembro de 2003.

[47] BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. **Lei nº 10.847/04.** Diário Oficial, 16 de março de 2004.

[48] BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. **Lei nº 10.848/04.** Diário Oficial, 16 de março de 2004.

[49] ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2,** Diário Oficial, 22 de janeiro de 2003.

[50] ANEEL. **Resolução nº 682,** Diário Oficial, 23 de dezembro de 2003.

[51] GALUPPO, MAURA B. M. & RODRIGUES, MIRIAN P. F. **Carga Tributária no Setor Elétrico Brasileiro e seus Impactos Tarifários.** Artigo Publicado no X SEPEF, Foz do Iguaçu, 2002.

[52] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 4.667/03.** Diário Oficial, 4 de abril de 2003.

[53] ANEEL. **Nota Técnica nº 083/2003-SRE/SRD/ANEEL,** de 23 de abril de 2003.

[54] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.163/04.** Diário Oficial, 30 de julho de 2004.

[55] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.175/04.** Diário Oficial, 10 de agosto de 2004.

[56] CEB – Companhia Energética de Brasília. Apresentação realizada ao Conselho de Consumidores da CEB sobre a composição da fatura de energia elétrica. Brasília, 4/08/2004.

[57] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.177/04.** Diário Oficial, 16 de agosto de 2004.

[58] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.184/04.** Diário Oficial, 16 de agosto de 2004.

[59] MICROSOFT EXCEL 2000. Informações obtidas sobre a função CURT no item Ajuda do programa.

ANEXO A - DISTRIBUIÇÕES DE FREQUÊNCIAS DOS RESULTADOS FINAIS PARA 2009.

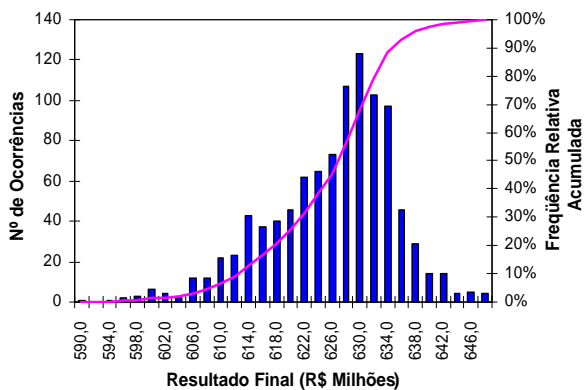


Figura A1: Distribuição de Frequência Caso 1
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

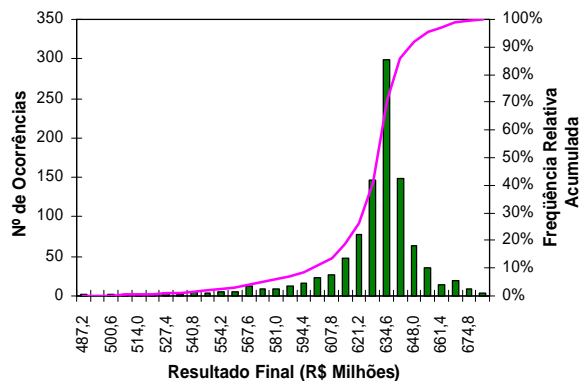


Figura A2: Distribuição de Frequência Caso 1
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

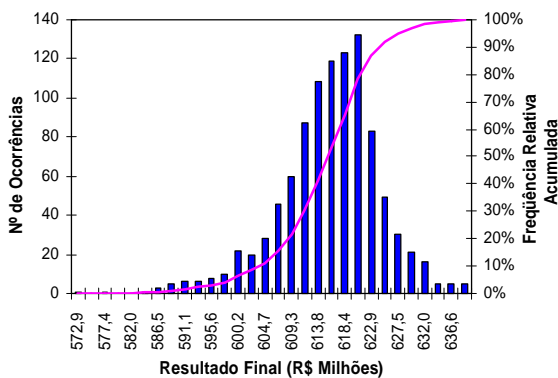


Figura A3: Distribuição de Frequência Caso 2
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

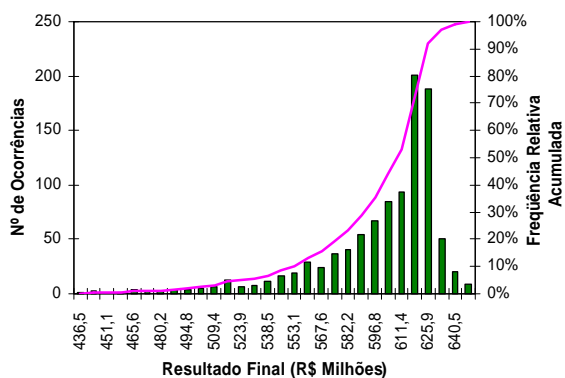


Figura A4: Distribuição de Frequência Caso 2
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

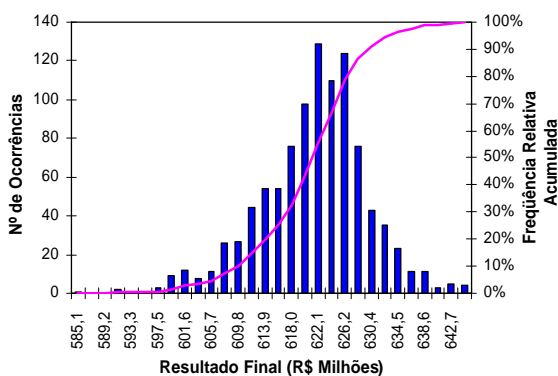


Figura A5: Distribuição de Frequência Caso 3
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

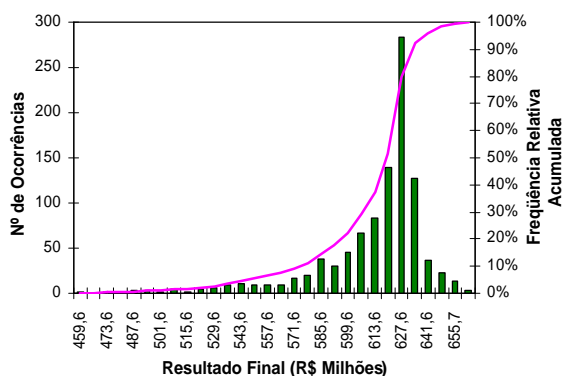


Figura A6: Distribuição de Frequência Caso 3
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

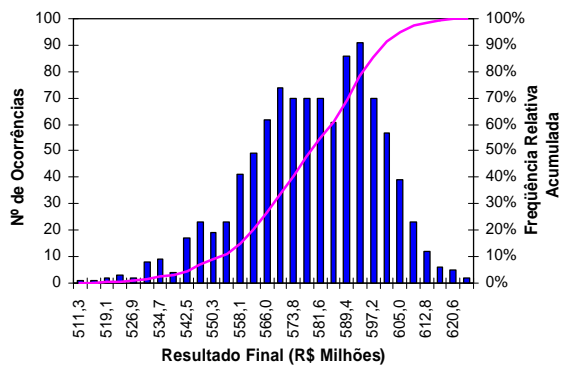


Figura A7: Distribuição de Frequência Caso 4
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

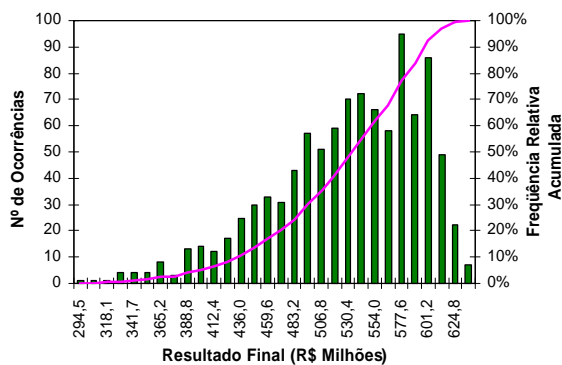


Figura A8: Distribuição de Frequência Caso 4
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

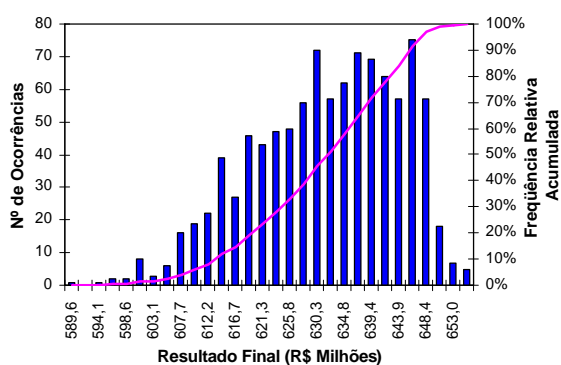


Figura A9: Distribuição de Frequência Caso 5
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

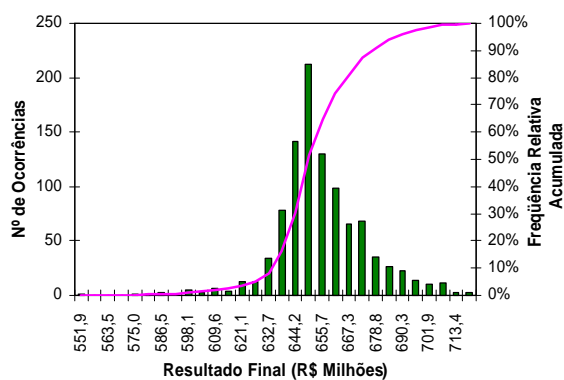


Figura A10: Distribuição de Frequência Caso 5
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

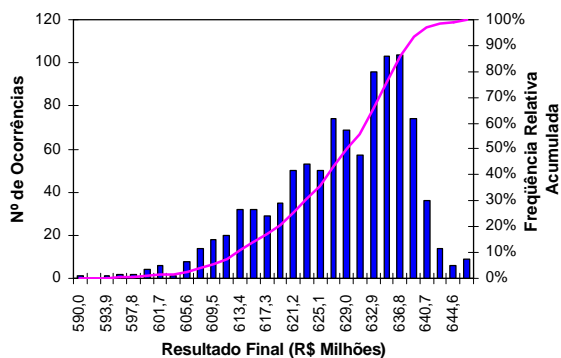


Figura A11: Distribuição de Frequência Caso 6
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

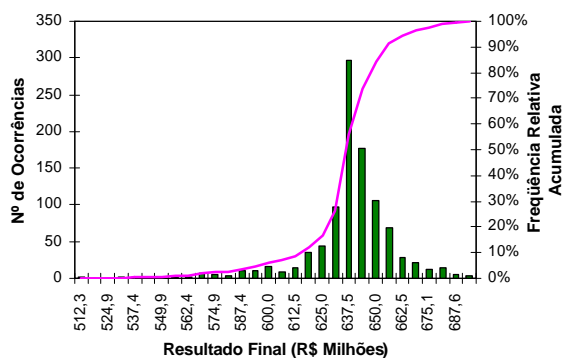


Figura A12: Distribuição de Frequência Caso 6
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

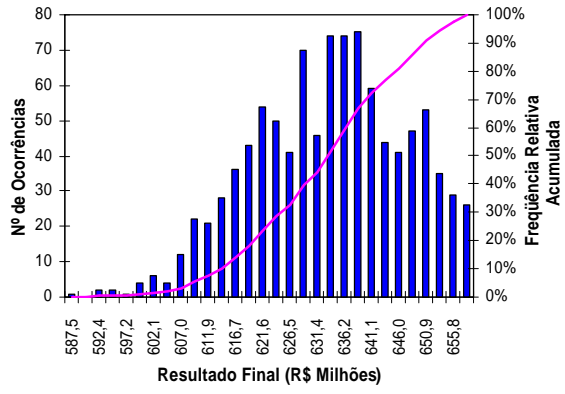


Figura A13: Distribuição de Frequência Caso 7
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

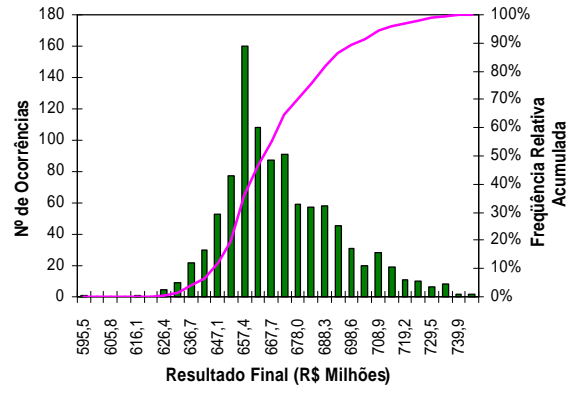


Figura A14: Distribuição de Frequência Caso 7
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

ANEXO B - DISTRIBUIÇÕES DE FREQUÊNCIAS DOS RESULTADOS FINAIS PARA 2010.

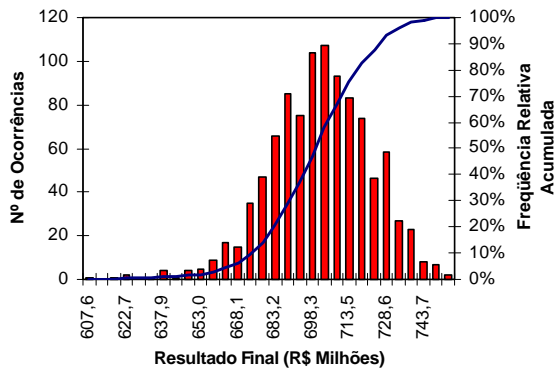


Figura B1: Distribuição de Frequência Caso 1
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

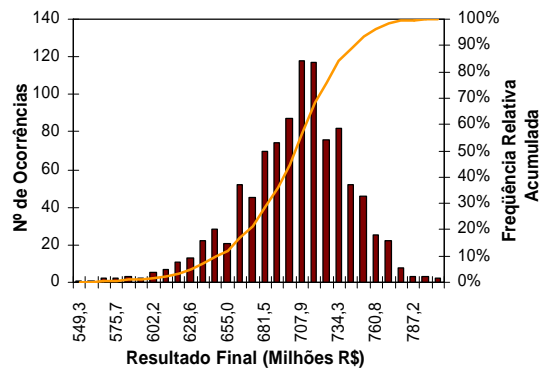


Figura B2: Distribuição de Frequência Caso 1
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

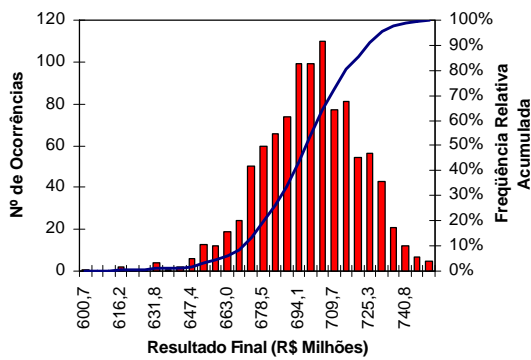


Figura B3: Distribuição de Frequência Caso 2
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

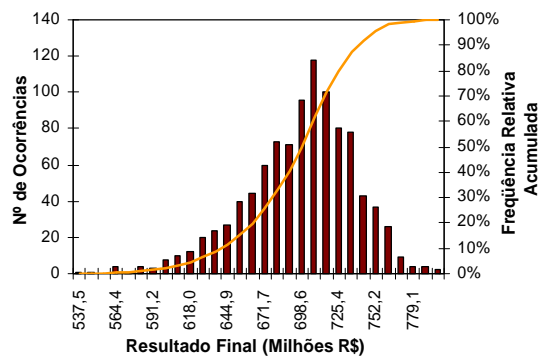


Figura B4: Distribuição de Frequência Caso 2
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

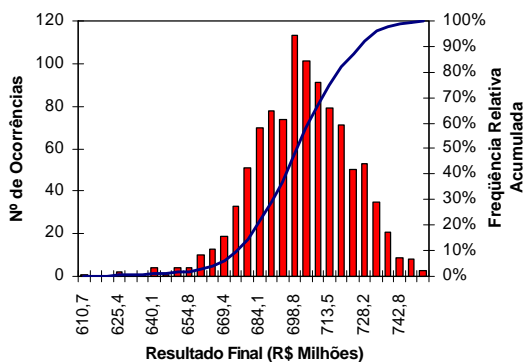


Figura B5: Distribuição de Frequência Caso 3
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

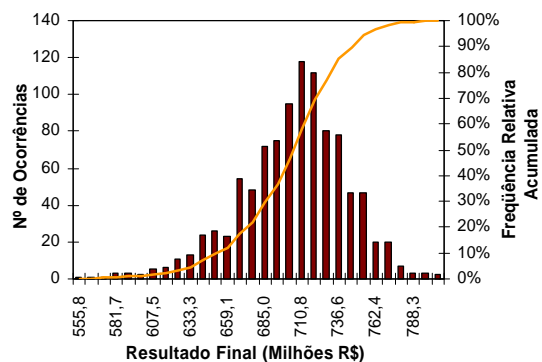


Figura B6: Distribuição de Frequência Caso 3
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

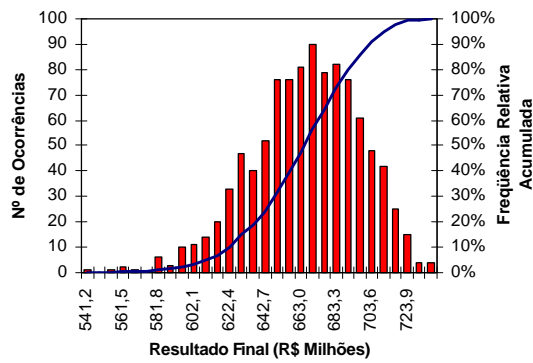


Figura B7: Distribuição de Frequência Caso 4
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

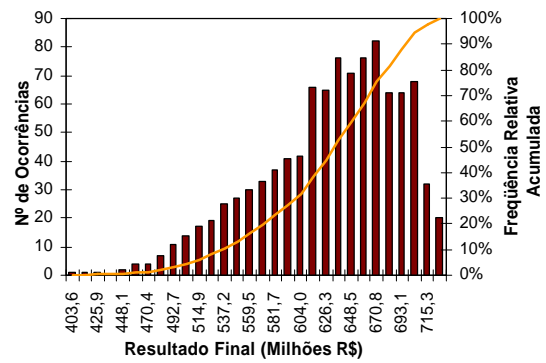


Figura B8: Distribuição de Frequência Caso 4
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

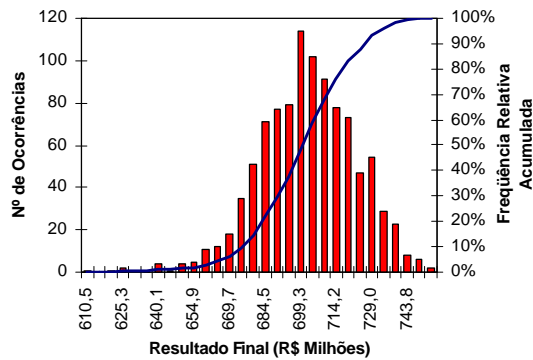


Figura B9: Distribuição de Frequência Caso 5
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

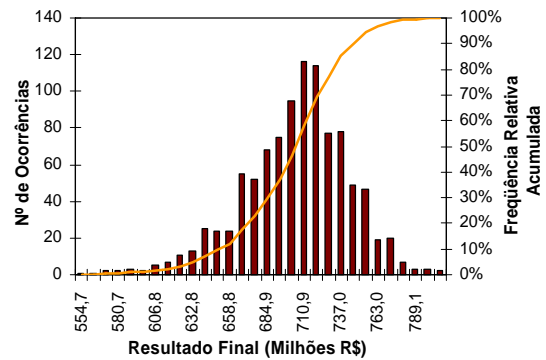


Figura B10: Distribuição de Frequência Caso 5
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

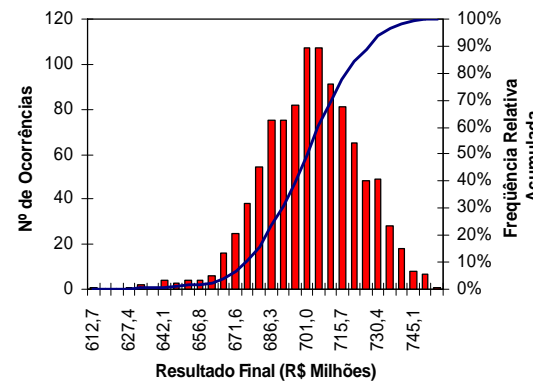


Figura B11: Distribuição de Frequência Caso 6
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

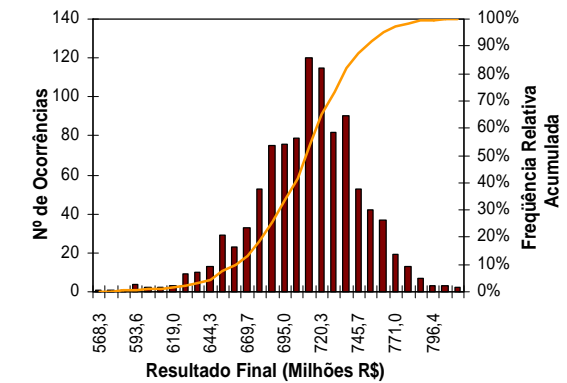


Figura B12: Distribuição de Frequência Caso 6
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

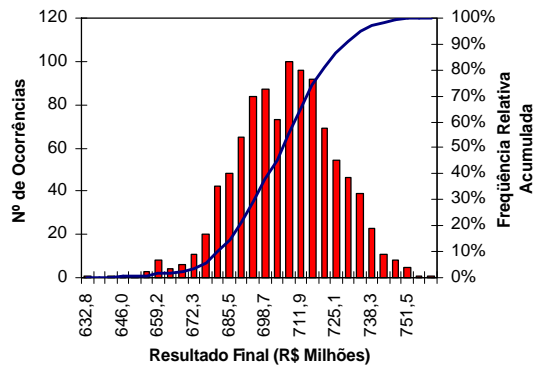


Figura B13: Distribuição de Frequência Caso 7
 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

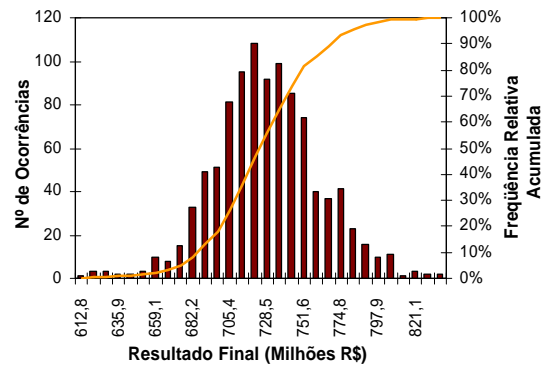


Figura B14: Distribuição de Frequência Caso 7
 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

ANEXO C: DISTRIBUIÇÕES DE RESULTADOS FINAIS PARA 2011.

DE FREQUÊNCIAS DOS

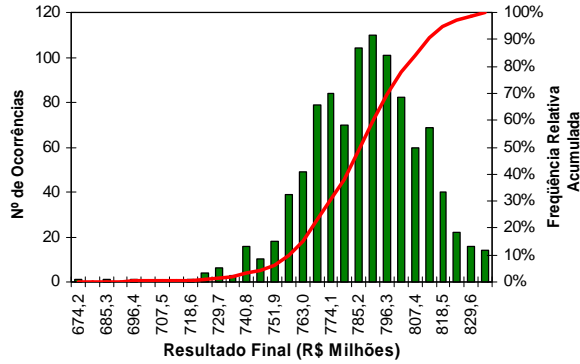


Figura C1: Distribuição de Frequência Caso 1
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

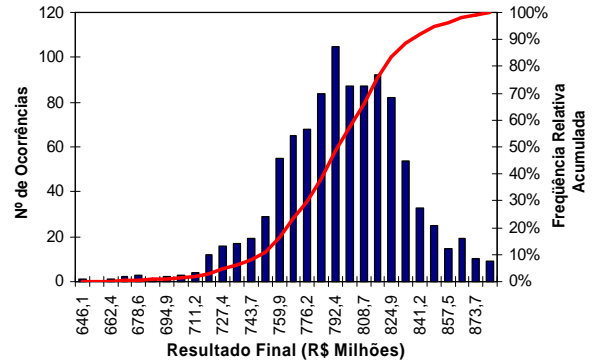


Figura C2: Distribuição de Frequência Caso 1
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

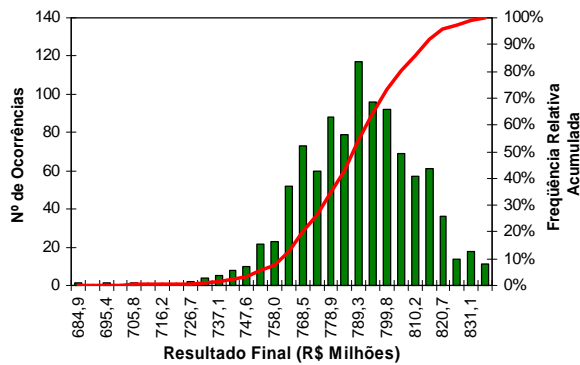


Figura C3: Distribuição de Frequência Caso 2
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

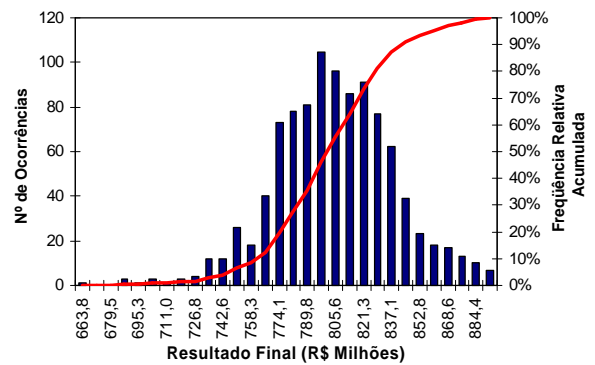


Figura C4: Distribuição de Frequência Caso 2
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

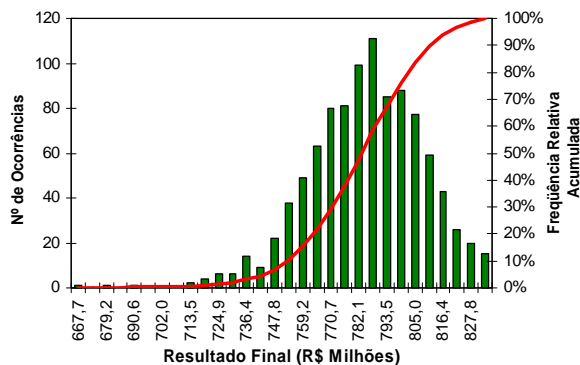


Figura C5: Distribuição de Frequência Caso 3
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

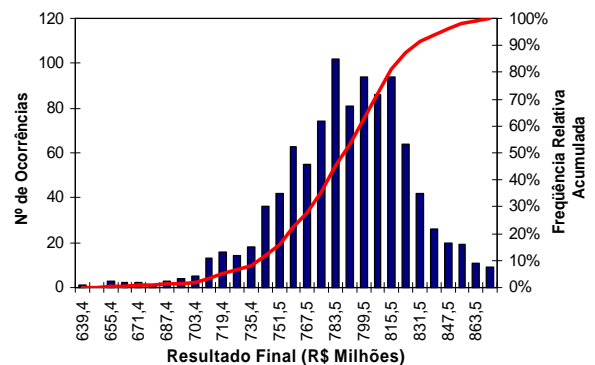


Figura C6: Distribuição de Frequência Caso 3
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

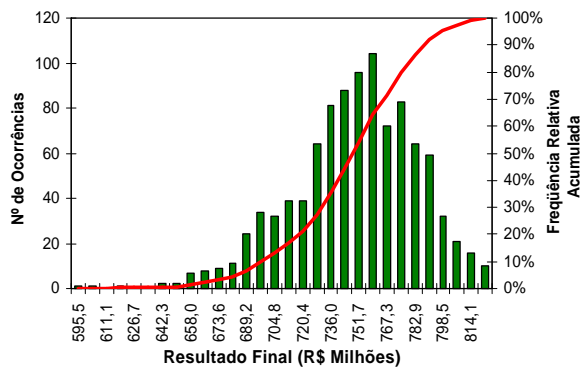


Figura C7: Distribuição de Frequência Caso 4
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

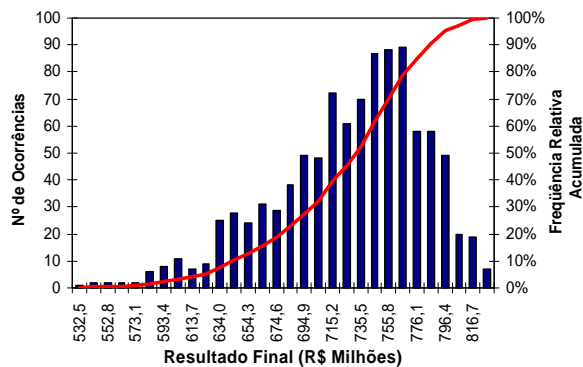


Figura C8: Distribuição de Frequência Caso 4
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

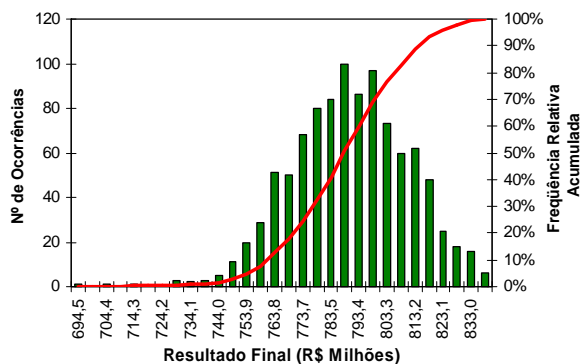


Figura C9: Distribuição de Frequência Caso 5
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

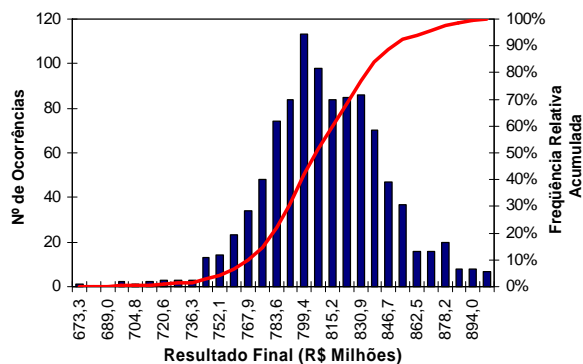


Figura C10: Distribuição de Frequência Caso 5
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

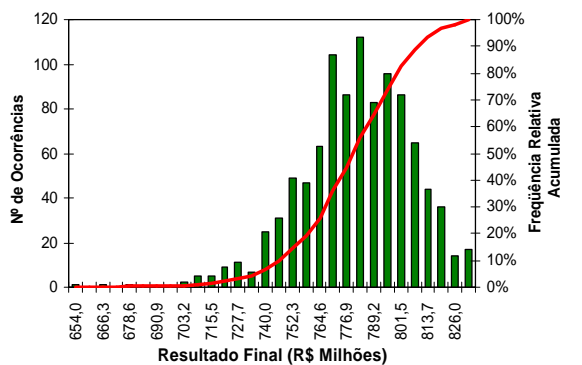


Figura C11: Distribuição de Frequência Caso 6
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

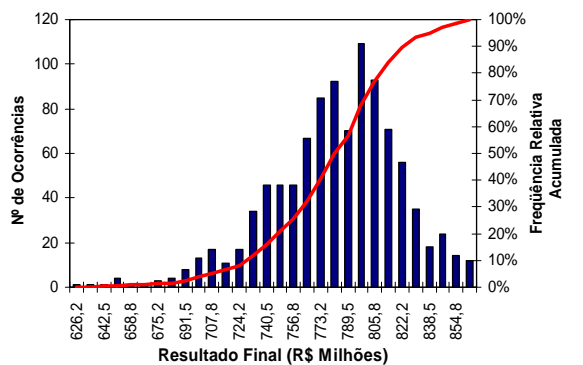


Figura C12: Distribuição de Frequência Caso 6
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

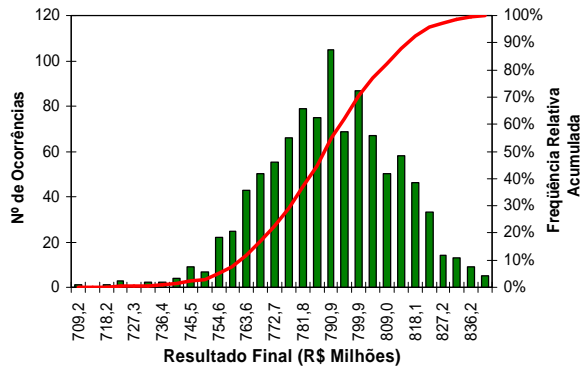


Figura C13: Distribuição de Frequência Caso 7
 ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

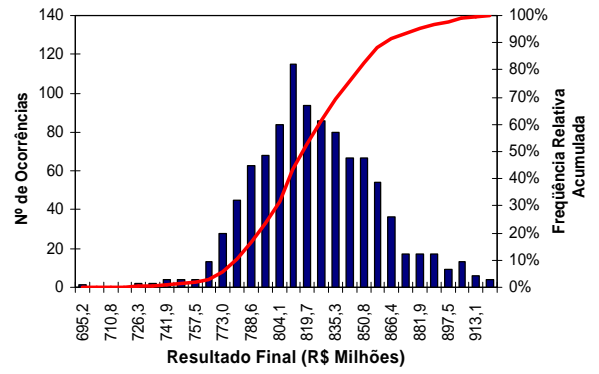


Figura C14: Distribuição de Frequência Caso 7
 ($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)