

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ECONOMIA**



**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Análise de Investimento de uma Usina Termelétrica:  
Uma Abordagem Determinística e Probabilística**

**Rogério Motta Bittencourt**



# **Universidade Federal de Pernambuco**

**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS – CCSA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA – PIMES**

**ANÁLISE DE INVESTIMENTO DE UMA USINA TERMELÉTRICA:  
UMA ABORDAGEM DETERMINÍSTICA E PROBABILÍSTICA**

**POR**

**ROGÉRIO MOTTA BITTENCOURT**

**RECIFE – PE**

**2005**

# **ROGÉRIO MOTTA BITTENCOURT**

## **ANÁLISE DE INVESTIMENTO DE UMA USINA TERMELÉTRICA: UMA ABORDAGEM DETERMINÍSTICA E PROBABILÍSTICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal de Pernambuco, em cumprimento às exigências para a obtenção do título de **Mestre em Economia**.

**Orientador: Prof. José Lamartine Távora Junior, D. Sc.**

**Co – Orientador: Prof. Roberto Gomes Ferreira, M. Sc.**

**RECIFE – PE**

**2005**

**Bittencourt, Rogério Motta**

**Análise de investimento de uma usina termelétrica : uma abordagem determinística e probabilística / Rogério Motta Bittencourt. – Recife : O Autor, 2005.**

**xx, 137 folhas : il., fig., tab., quadros.**

**Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2005.**

**Inclui bibliografia.**

**1. Economia – Finanças. 2. Análise de investimento – Estudos determinístico e probabilístico. 3. Sistema elétrico interligado – Usina termelétrica de ciclo combinado – Riscos – Preço da energia. 4. Contratos de energia e de combustível – Estudo comparativo. I. Título.**

**330.322.54  
332.672**

**CDU (2.ed.)  
CDD (22.ed.)**

**UFPE  
BC2005-391**

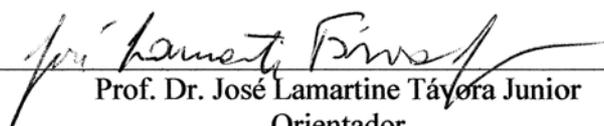
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA  
PIMES/ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO  
DO MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA DE**

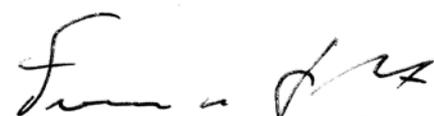
**ROGÉRIO MOTTA BITTENCOURT**

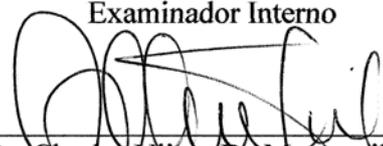
A Comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera o candidato Rogério Motta Bittencourt **APROVADO**.

Recife, 20/06/2005

  
Prof. Dr. José Lamartine Távora Junior  
Orientador

  
Prof. Dr. Roberto Gomes Ferreira  
Co – Orientador e Examinador Interno

  
Prof. Dr. Francisco de Souza Ramos  
Examinador Interno

  
Prof. Dr. Charles Ulises De Montreuil Carmona  
Examinador Externo/PROPAD/UFPE

ANÁLISE DE INVESTIMENTO DE UMA USINA TERMELÉTRICA:  
UMA ABORDAGEM DETERMINÍSTICA E PROBABILÍSTICA

Dedico este trabalho aos meus pais, Maurício Cabral Bittencourt e Rejane Cantinho Motta, minha esposa Sueli Camara Bittencourt, e aos meus filhos Romero, Gabriela e Isabela.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, pelas oportunidades de crescimento espiritual e intelectual, pela minha família e convívio com as pessoas que compartilham a nossa vida.

Aos meus pais, que me proporcionaram uma educação e formação digna que me serviram de base para realização e conclusão do mestrado.

A minha esposa e filhos, pelo amor, compreensão e paciência durante a realização do mestrado e dissertação.

Aos professores Lamartine e Roberto, por compartilharem os seus conhecimentos e pela confiança depositada, que em muito contribuíram para a elaboração deste trabalho.

A CHESF pela oportunidade concedida para realização do mestrado.

A todos os professores do curso de mestrado, pelos ensinamentos transmitidos e convívio na universidade.

Aos colegas da CHESF que me incentivaram e pacientemente colaboraram com suas experiências na preparação desta dissertação.

A melhor maneira de realizar seus sonhos  
é ajudar o maior número possível de pessoas  
a realizar o delas.

Roberto Schinyashiki

## RESUMO

BITTENCOURT, R.M. **Análise de investimento de uma usina termelétrica: uma abordagem determinística e probabilística.** 2005. 137p. Dissertação (Mestrado em Economia) – Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

A partir de uma apresentação das principais mudanças no setor elétrico brasileiro, com o aumento da competitividade, principalmente no segmento de produção de energia elétrica, onde a nova política de compra e venda de energia elétrica se dá através de leilões, este trabalho procura demonstrar por meio de estudos determinísticos e probabilísticos, quais os melhores níveis de venda de energia, no longo e curto prazo, vinculados a diferentes parcelas de contratação de combustível. Partindo de um preço mínimo que satisfaça as condições de financiamento de capital de terceiros e ao mesmo tempo viabilize o investimento, dentro de cenários esperados de expansão da geração e da demanda, é definido o montante da produção de energia de uma termelétrica a ser ofertado em licitações, para contratação bilateral, que melhor remunere o empreendedor. Diante dos ambientes de incerteza e risco do mercado de energia são realizados estudos de sensibilidade das principais variáveis e calculados índices estatísticos que permitem ao investidor avaliar, para diferentes custos de capital próprio e para variadas alternativas analisadas, aquela que lhe traga o melhor retorno esperado, considerando o grau de risco a que deseja se submeter. Na análise de risco do investimento do projeto é calculado, para cada nível de contratação de energia e de flexibilidade operacional, o desvio padrão, o coeficiente de variação, a probabilidade de não se remunerar o investimento e os percentis de 1%, 5% e 10% dos retornos de possíveis fluxos de caixa do projeto. Para a melhor modalidade de contratação de energia e para variados níveis de contratos de combustível são analisadas as menores tarifas de energia para um risco de 5% de não se remunerar o investimento, juntamente com os índices econômicos esperados para o projeto. Este modelo de análise de investimento permite ao analista, diante das estimativas de preços altos ou baixos no mercado de curto prazo, observar possibilidades de ganho, usufruindo os benefícios deste ambiente. Para isso, considera o despacho da usina e a venda da parcela flexível da produção de energia nos momentos de preços de curto prazo favoráveis e, por outro lado, aproveita as condições de preços reduzidos, para negociar a aquisição da energia necessária para se honrar os contratos bilaterais, correspondentes à parcela inflexível da geração, evitando custos operacionais desnecessários à produção de energia.

Palavras-chave: análise de investimento, termelétrica, preço de energia, análises determinísticas e probabilísticas, risco.

## ABSTRACT

BITTENCOURT, R. M. **Investment analysis of a thermal power plant: a deterministic and probabilistic assessment**, 2005 137p. Thesis (MSc in Economy) – Centre for Applied Social Sciences, Federal University of Pernambuco, Recife 2005.

Concerning the main changes which took place in the Brazilian electrical sector, there was an increase of competitiveness, especially in the field of energy production, where the new policy of buying and selling electricity occurs by means of auctions. This thesis has as an objective to demonstrate through deterministic and probabilistic studies the better levels for selling energy, in the long term and in the short term, linked with different parcels of contracting fuel. Taking into account the minimum price, which satisfies the conditions of financing capital from other institutions, as well as providing the investment to become feasible, within sceneries which are expected in order to provide expansion of electricity generation and load demand, the amount of energy production of a thermal power plant is then defined to be offered for biddings, within bilateral contracts that can better remunerate the entrepreneur. Regarding the environments of uncertainty and the risks of the energy market, sensibility studies of main variables have been realised and statistical indices have been worked out, which allow the investor to evaluate for different proper capital costs and various analysed alternatives, the one that better produces the expected return considering the rate of risk in which it is going to be submitted. Within the project investment risk analysis it is worked out the standard deviation, the variation coefficient, the probability of non-remunerating the investment and the percentile of 1%, 5% and 10% of return for the possible project cash flows, for each level of energy contracting and operational flexibility. For a better modality of contracting energy and for various levels of fuel contract it has been analysed the lowest energy tariffs considering 5% risk for a non remunerable investment, together with economical indices which are expected for the project. This model of investment analysis allows the analyser to observe the possibilities of gains in the short term market concerning the estimates of high or low prices in this ambient. In order to make it possible it has been considered plant dispatch and selling of flexible parcel of energy production in situations where prices are of favourable values; on the other hand, it has been taken into account the conditions of reduced price to negotiate energy acquisition, which is necessary for honouring the bilateral contracts that correspond to the non flexible parcel of the generated energy, avoiding in this way operational costs which are unnecessary to energy production.

Key words: Investment analysis, thermal power plant, energy price, deterministic and probabilistic analysis, risk.

## SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>vii</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>ix</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>x</b>
<b>LISTA DE QUADROS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>xiv</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xvi</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	<b>xviii</b>
<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
<i>Introdução</i> .....	<i>1</i>
1.1. Motivação.....	2
1.2. Problemas e Justificativas.....	3
1.3. Objetivos .....	5
1.4. Marco Referencial .....	6
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>11</b>
<i>O Modelo do Setor Elétrico Brasileiro</i> .....	<i>11</i>
2.1. Reforma do Setor Elétrico Brasileiro .....	11
2.2. Características e Novos Agentes do Modelo .....	13
2.3. Oferta e Demanda do Mercado de Energia.....	14
2.4. Comercialização de Energia .....	15
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>19</b>
<i>Programa Decenal de Expansão da Geração</i> .....	<i>19</i>
3.1. Cenários de Expansão da Oferta e da Demanda .....	20
3.2. Participação da Geração Térmica e de Outras Fontes.....	27
<b>Capítulo 4</b> .....	<b>30</b>
<i>Características Técnicas, Condições Operacionais e Componentes de Custo da Usina</i> .....	<i>30</i>
4.1. Termelétrica de Ciclo Combinado.....	31
4.2. Condições Operacionais .....	34
4.2.1. Efeitos da altitude e temperatura local.....	35
4.2.2. Índices da operação e manutenção.....	36
4.2.3. Rendimento e consumo de combustível de uma termelétrica.....	37
4.3. Suprimento e Contratação de Gás Natural.....	40
4.4. Custos da Usina .....	42

<b>Capítulo 5</b> .....	<b>46</b>
<i>Preços e o Mercado de Curto Prazo</i> .....	46
5.1. O Modelo NEWAVE.....	48
5.2. Despacho da Usina .....	54
<b>Capítulo 6</b> .....	<b>56</b>
<i>Fluxos de Caixa e Critérios de Análise</i> .....	56
6.1. Fluxos de Caixa do Projeto.....	56
6.1.1. Receita direta operacional bruta .....	60
6.1.2. Receitas indiretas.....	61
6.1.3. Despesas operacionais .....	62
6.1.4. Custos operacionais .....	64
6.1.5. Despesas financeiras.....	65
6.1.6. Contribuição social sobre lucro líquido .....	66
6.1.7. Provisão para imposto de renda .....	66
6.1.8. Amortização do financiamento.....	67
6.1.9. Valor residual após os impostos .....	67
6.1.10. Capital de giro .....	68
6.2. Critérios de Análise .....	69
6.2.1. Critérios do VPL e da TIR.....	70
6.2.2. Análise de sensibilidade .....	73
6.2.3. Incertezas, riscos e estudos probabilísticos.....	74
6.2.4. O Modelo.....	81
<b>Capítulo 7</b> .....	<b>87</b>
<i>Análise de Viabilidade Econômica e Financeira</i> .....	87
7.1. Análise Determinística da Viabilidade .....	88
7.1.1. Premissas consideradas.....	88
7.1.2. Características, energia disponível e consumo de gás da usina .....	89
7.1.3. Parâmetros de cálculo dos fluxos de caixa .....	93
7.1.4. Resultados da análise determinística .....	94
7.2. Estudo de Sensibilidade.....	97
7.3. Análise Probabilística .....	105
7.3.1. Premissas consideradas.....	105
7.3.2. Flexibilização da operação e níveis de contratação de energia .....	107
7.3.3. Custo marginal de operação e risco de déficit .....	108
7.3.4. Cenários de viabilidade.....	109
7.3.5. Análise de risco .....	110
7.3.6. Resultados da análise probabilística .....	110
<b>Capítulo 8</b> .....	<b>128</b>
<i>Conclusões e Recomendações</i> .....	128
8.1. Conclusões.....	128
8.2. Recomendações .....	132
<b>Referências Bibliográficas</b> .....	<b>133</b>

## LISTA DE QUADROS

<b>QUADRO 4.1 – Cronograma de montagem de uma usina termelétrica de ciclo combinado.....</b>	<b>34</b>
<b>QUADRO 6.1 – Itens de composição dos fluxos de caixa do projeto. ....</b>	<b>57</b>
<b>QUADRO 7.1 – Características físicas de uma usina termelétrica de ciclo combinado a gás natural, em análise para o Estado de Pernambuco.....</b>	<b>92</b>
<b>QUADRO 7.2 – Parâmetros considerados no cálculo dos fluxos de caixa do projeto. ....</b>	<b>93</b>

## LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – Produção de energia disponível ao longo do horizonte decenal. ....	21
TABELA 3.2 – Hipóteses dos cenários de expansão da oferta de energia. ....	23
TABELA 3.3 – Custos marginais de expansão e de dimensionamento. ....	26
TABELA 3.4 – Projeção da evolução da capacidade instalada (2002 / 2012). ....	27
TABELA 3.5 – Projeção da participação na capacidade instalada (2002 / 2012). ....	29
TABELA 4.1: Índices de operação e manutenção para usinas térmicas de ciclo combinado. ....	36
TABELA 7.1 – Síntese dos resultados, com o uso da modalidade de amortização SAC. ....	95
TABELA 7.2 – Síntese dos resultados, com o uso da modalidade de amortização Price. ....	96
TABELA 7.3 – VPL médio (12% aa), conforme contratos de energia e gás. ....	111
TABELA 7.4 – VPL médio (15% aa), conforme contratos de energia e gás. ....	112
TABELA 7.5 – VPL médio (18% aa), conforme contratos de energia e gás. ....	112
TABELA 7.6 – Assimetria dos VPL's conforme contato de gás e CCP. ....	113
TABELA 7.7 – Mediana da distribuição dos VPL's (12% aa). ....	114
TABELA 7.8 – Mediana da distribuição dos VPL's (15% aa). ....	115
TABELA 7.9 – Mediana da distribuição dos VPL's (18% aa). ....	115
TABELA 7.10 – Medida de risco pelo desvio padrão dos VPL's (12% aa). ....	116
TABELA 7.11 – Medida de risco pelo desvio padrão dos VPL's (15% aa). ....	116
TABELA 7.12 – Medida de risco pelo desvio padrão dos VPL's (18% aa). ....	117
TABELA 7.13 – Medida de risco pelo coeficiente de variação dos VPL's (12% aa). ....	118
TABELA 7.14 – Medida de risco pelo coeficiente de variação dos VPL's (15% aa). ....	119
TABELA 7.15 – Medida de risco pelo coeficiente de variação dos VPL's (18% aa). ....	119

<b>TABELA 7.16 – Probabilidade de se ter VPL negativo (CCP = 12% aa).</b> .....	<b>120</b>
<b>TABELA 7.17 – Probabilidade de se ter VPL negativo (CCP = 15% aa).</b> .....	<b>120</b>
<b>TABELA 7.18 – Probabilidade de se ter VPL negativo (CCP = 18% aa).</b> .....	<b>121</b>
<b>TABELA 7.19 – Medida de risco através do percentil dos VPL's (CCP = 12% aa).</b> .....	<b>123</b>
<b>TABELA 7.20 – Medida de risco através do percentil dos VPL's (CCP = 15% aa).</b> .....	<b>124</b>
<b>TABELA 7.21 – Medida de risco através do percentil dos VPL's (CCP = 18% aa).</b> .....	<b>125</b>
<b>TABELA 7.22 – Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% (CCP = 12% aa).</b> .....	<b>127</b>
<b>TABELA 7.23 – Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% (CCP = 15% aa).</b> .....	<b>127</b>
<b>TABELA 7.24 – Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% (CCP = 18% aa).</b> .....	<b>127</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Custo marginal de operação para mercado de referência e cenário de oferta B.....	26
Figura 4.1: Configuração de uma central termelétrica de ciclo combinado. ....	32
Figura 5.1 – Efeitos de decisões para os sistemas hidrotérmicos.....	49
Figura 5.2 – Relação entre o custo imediato e o custo futuro versus armazenamento. ....	52
Figura 6.1 – Distribuição assimétrica positiva. ....	78
Figura 6.2 – Distribuição assimétrica negativa. ....	79
Figura 7.1 – Composição da tarifa de energia elétrica.....	96
Figura 7.2 – Sensibilidade do VPL ao custo do capital próprio. ....	97
Figura 7.3 – Sensibilidade da taxa de juros de equilíbrio ao custo do capital próprio.....	98
Figura 7.4 – Sensibilidade da tarifa de equilíbrio ao custo do capital próprio. ....	98
Figura 7.5 – Sensibilidade do VPL à participação do capital de terceiros. ....	99
Figura 7.6 – Sensibilidade da TIR à participação do capital de terceiros. ....	100
Figura 7.7 – Sensibilidade da tarifa de equilíbrio à participação do capital de terceiros. ....	100
Figura 7.8 – Sensibilidade do VPL à tarifa de energia.....	101
Figura 7.9 – Sensibilidade da TIR à tarifa de energia.....	102
Figura 7.10 – Sensibilidade do VPL ao período de estudo. ....	102
Figura 7.11 – Sensibilidade da taxa de juros de equilíbrio à tarifa de energia. ....	103
Figura 7.12 – Sensibilidade do VPL ao preço do gás.....	104
Figura 7.13 – Sensibilidade da tarifa de equilíbrio ao preço do gás.....	104
Figura 7.14 – Histograma dos VPL's para um <i>take or pay</i> de 0%. ....	113
Figura 7.15 – Histograma dos VPL's para um <i>take or pay</i> de 80%. ....	114

<b>Figura 7.16 – Desvio padrão dos VPL's versus contratos de energia. ....</b>	<b>118</b>
<b>Figura 7.17 – Probabilidade de VPL negativo versus contratos de energia. ....</b>	<b>121</b>
<b>Figura 7.18 – Percentil 5% dos VPL's versus contratos de energia.....</b>	<b>126</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

### ABREVIATURAS

aa	ao ano
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AF	Índice de disponibilidade
ANAFIN	Sistema Computacional para Análise Econômico-Financeira de Projetos Elétricos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ART	Tempo médio de operação entre paradas em horas
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCP	Custo de Capital Próprio
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CCPS	<i>Combine Cycle Power Stations</i>
CEC	Consumo Específico de Combustível
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMCP	Custo marginal de curto prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

CT	Capital de Terceiros
CTEM	Comitê Técnico para Estudos de Mercado
EARM	Energia Armazenada em cada um dos subsistemas
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCI	Função Custo Imediato
FCF	Função Custo Futuro
FOF	Índice de disponibilidade forçada
FOR	Taxa de disponibilidade forçada
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia
GE	<i>General Electric</i>
GEVAZP	Modelo gerenciador de vazões
HR	<i>Heat Rate</i>
IMP	Energia Importada
IR	Imposto de Renda
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
ISEB	Indústria de Suprimento Elétrico Brasileira
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
NCF	Índice de capacidade líquida
NERC	<i>North American Electric Council</i>
NEWAVE	Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes
NOF	Índice de indisponibilidade líquida
OECD	Organização para Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PE	Pernambuco
PIB	Produto Interno Brasileiro

PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PPT	Programa Prioritário de Termelétricidade
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PU	Pequenas Usinas
QN	Quando Necessárias
RAP	Receita Anual Permitida
RGR	Reserva Global de Reversão
SAC	Sistema de Amortização Constante
SF	Fator de serviço
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOF	Índice de indisponibilidade programada
SR	Disponibilidade de partidas
TEQ	Tarifa de Equilíbrio
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interno de Retorno
TJEQ	Taxa de Juros de Equilíbrio
TUST-RB	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
VPL	Valor Presente Líquido

## **SIGLAS**

BTU	<i>British Thermal Unit</i>
°C	Grau centígrado
kcal	Quilocaloria
kg	Quilograma
kJ	Quilojoule
kW.ano	Quilowatt-ano
kWh	Quilowatt-hora
kW.mês	Quilowatt-mês

m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
MMBTU	Milhões de BTU
MMR\$	Milhões de reais
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
R\$	Reais
TWh	Terawatt-hora
US\$	Dólar

# Capítulo 1

## Introdução

A reestruturação do setor elétrico no país tem concorrido para a introdução da competição na comercialização da produção de energia elétrica, fazendo com que novos agentes tenham acesso ao mercado consumidor. A implantação de leilões de compra e venda de energia procura estimular a participação do capital privado no setor e favorecer a modicidade tarifária, exigindo do empreendedor uma avaliação apurada do retorno do investimento a ser realizado e das oportunidades de ganho.

Nesse novo ambiente do setor elétrico, diferentemente do modelo do passado em que praticamente todo investimento recaia nas mãos do Estado, a competitividade entre as empresas e empreendimentos passa a ser uma necessidade natural, onde nos estudos econômicos e financeiros dos projetos, a quantificação criteriosa dos riscos se mostra ainda mais relevante, frente às incertezas futuras.

Segundo Damodaran (2002), os analistas da área financeira se utilizaram, dos mais simples aos mais sofisticados modelos de análise de investimentos. Mesmo baseada, em diferentes conceitos e considerações, uma grande parte desses modelos emprega pelo menos três variáveis, consideradas essenciais: o fluxo de caixa, o risco e o tempo.

Procurar escolher corretamente, entre várias alternativas de projeto, possibilita a negociação com futuros parceiros e instituições financiadoras, e é fundamental para se garantir o sucesso financeiro de uma empresa.

Os dados apresentados neste trabalho consideram a legislação vigente até agosto de 2004.

## 1.1. Motivação

Comparativamente às usinas hidrelétricas, os termogeradores acionados a gás natural apresentam prazos e custos de instalação mais reduzidos, menores investimentos em transmissão, por estarem próximas dos grandes centros, e possibilidade de modulação, o que permite um melhor acompanhamento da demanda. Ainda, por serem equipamentos importados, facilitam a obtenção de empréstimos de longo prazo. Em contrapartida, enquanto os equipamentos não forem nacionalizados, trazem: um aumento com gasto de divisas e os riscos decorrentes da elevação da taxa cambial, esta com repercussão negativa nos compromissos de pagamento externo e no preço do gás natural, o que acarreta um custo maior de produção de energia.

Por estar o regime hidrológico sujeito a variações sazonais da afluência e por ser o sistema elétrico brasileiro predominantemente hidráulico, está mais vulnerável aos riscos de racionamento de energia. A complementaridade de um sistema hidrotérmico contribui para uma maior estabilidade na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como para uma maior segurança no atendimento ao mercado.

A necessidade de expansão da geração através de empreendimentos com prazos de maturação dos investimentos inferiores aos de hidrelétricas, bem como a necessidade de uma maior estabilidade para o sistema elétrico, serviram de motivação ao estudo da viabilidade de uma termelétrica na região Nordeste, onde os problemas de abastecimento dos reservatórios das usinas hidráulicas têm se mostrado mais grave do que em outras regiões brasileiras.

## 1.2. Problemas e Justificativas

A experiência tem demonstrado diversos casos de empreendedores que levaram seus negócios ao fracasso por não terem abordado, antes da implantação dos seus empreendimentos, situações probabilísticas nas suas análises de investimento. Existem, portanto, variáveis aleatórias relevantes que precisam ser consideradas e analisadas na escolha da melhor alternativa a ser implantada.

As decisões de investimento e de avaliação econômica de projetos de termogeração de energia elétrica, bem como de outros empreendimentos, passam geralmente pelas incertezas de variáveis econômicas, incertezas técnicas e pelas flexibilidades gerenciais.

Incertezas de variáveis econômicas, tais como, oscilações do preço de venda, variações cambiais, das taxas de juros, do preço e da disponibilidade do combustível, além do próprio valor do custo direto de investimento, afetam diretamente os fluxos de caixa de investimento; tendo sido empregadas, em algumas análises, unicamente de forma determinística.

Incertezas tecnológicas, embora em menor escala, ocorrem na definição do tipo ou tipos de combustível, termelétricas de ciclo aberto ou combinado etc.

Já, as flexibilidades gerenciais dizem respeito ao grau de liberdade da decisão dos gestores, quanto ao investimento, ou seja, definição de que parcela de energia contratar através de contratos bilaterais de longo prazo, que montante fixo comprar de combustível, o tamanho da planta a ser implementada, localização, data de início, expansão, contração, parada temporária, abandono etc.

Todos esses fatores acima, além de outros não relacionados, afetam em maior ou menor intensidade a valoração econômica dos projetos, inclusive os de usinas termelétricas.

Dentre as variáveis consideradas, destacam-se as que dizem respeito à flexibilização da venda de energia e da contratação de combustível. A essas, será dado um maior grau de relevância no estudo de caso a ser apresentado na dissertação de mestrado.

Outros itens, já listados, a exemplo, das variáveis econômicas, incertezas técnicas e algumas das flexibilidades gerenciais, não serão tratados em detalhes, bem como, as questões de impactos ambientais.

A expansão da oferta e a demanda futura de energia elétrica se caracterizam como elementos importantes de incerteza do setor elétrico, sendo tratados especificamente no capítulo 3.

Um problema bastante comum na implantação de um projeto de geração elétrica em um sistema interligado nacionalmente é o grau de risco para se atingir a rentabilidade esperada, provocado principalmente pela natureza aleatória do regime hidráulico, fator decisivo na avaliação e que será tratado com o grau de importância que merece no estudo de caso.

Uma vez que o valor do Custo Marginal de Operação (CMO) varia, entre outras causas, em consequência da maior ou menor afluência hidrológica quando comparado a média de longo termo, nos remete a um desafio, de quanto contratar de energia no longo prazo, quanto negociar no curto prazo e a que nível de flexibilidade operacional na contratação de combustível. Decorre, daí, as implicações em termos de retorno do investimento e riscos envolvidos.

Adotar-se-á como modelo, uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado ("*Combine Cycle Power Stations*", CCPS's"), tipo de equipamento que vem sendo implantado em todo o mundo, desde a década de oitenta, e que deverá ser a solução escolhida para a quase totalidade das termelétricas brasileiras a serem construídas nos próximos anos, uma vez que essas usinas adotam uma concepção mais moderna e eficiente do que aquelas que operam com ciclo simples.

Apesar de o atual modelo do setor elétrico sugerir uma maior estabilidade do que o anterior, incertezas e riscos permanecem e devem ser considerados nas análises de investimentos, sob pena do empreendedor incorrer, com uma maior probabilidade, em prejuízos ou deixar de considerar oportunidades de ganho dentro de um ambiente competitivo.

### **1.3. Objetivos**

#### **Objetivo geral:**

Realizar a análise de viabilidade econômico-financeira para implantação de uma usina termelétrica de 500 MW de potência instalada, considerando: tarifas de energia ofertadas em leilões de compra e venda de energia de longo prazo, negociações no mercado de curto prazo sujeitas à volatilidade dos preços da energia, oscilações do custo de produção, flexibilidade dos níveis de contratação de energia e do combustível, como variáveis de estudo.

#### **Objetivos específicos:**

- Analisar o novo modelo do setor elétrico brasileiro, enfatizando os aspectos de mercado para geração térmica a gás natural;
- Fazer uma abordagem sobre a análise de investimento em situações incertas, tendo em vista o estudo de caso;
- Levantar, para elaboração de fluxos de caixa do projeto, despesas e custos necessários à implantação e operação da usina;
- Analisar os fluxos de caixa de um modelo determinístico para um contrato bilateral de longo prazo;
- Elaborar análise de sensibilidade entre os principais itens do estudo de viabilidade do empreendimento;
- Procurar quantificar o retorno do investimento e riscos do projeto para diferentes níveis de contratação no mercado de longo prazo e de flexibilidade de operação ou de contratação do combustível, através de um modelo probabilístico.

## **1.4. Marco Referencial**

Silva, E., em 2001, dá uma maior ênfase, no seu livro, aos sistemas hidrotérmicos em razão da predominância hidráulica do sistema brasileiro e também pelo fato deste sistema não encontrar paralelo no mundo, constatando-se uma escassez de bibliografia relacionada ao problema.

Considerando as características singulares do sistema elétrico brasileiro, o gerenciamento de riscos consiste num grande desafio para os próximos anos (MELO, 1999 *apud* CASTRO;

CASTRO, 2000). O autor considera como um caminho não adequado, a simples importação de ferramentas empregadas no mercado financeiro ou em outros mercados de eletricidade pelo mundo, uma vez que o sistema elétrico brasileiro é bastante dependente da hidroeletricidade. Dessa forma, um dos principais fatores causadores de riscos financeiros é a condição hidrológica. Períodos prolongados de seca podem levar a um racionamento no futuro o que elevará o preço da eletricidade. Por outro lado, os períodos úmidos extensos propiciam o enchimento dos reservatórios das usinas, reduzindo o preço da eletricidade.

O sistema elétrico nacional opera baseado em previsões de um modelo de otimização energética, elaborado no país, abordado no capítulo 5, item 5.1, onde se procura aproveitar as diferenças sazonais entre as bacias hidrográficas, considerando-se os limites de um sistema de transmissão interligado nacionalmente, buscando-se produzir energia elétrica ao menor custo. Esse programa se restringe à utilização no setor elétrico o que vem limitando o acesso do público ao modelo, representando uma restrição para elaboração de trabalhos que necessitem do emprego dessa ferramenta.

Relacionados ao assunto abordado no presente estudo, seguem abaixo os principais trabalhos levantados, sobre os quais são tecidos alguns comentários:

- a) Análise da Inserção Regional da Termogeração de Energia Elétrica no Estado de Goiás, de Jonas Linhares Melo. Dissertação apresentada, em dezembro de 2002, ao curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Goiás. O autor caracteriza o ambiente de mercado do setor elétrico brasileiro, na época, enfatizando os aspectos ligados à geração térmica. Identifica os custos de instalação de uma usina térmica a gás natural hipotética, considerando os aspectos regionais do Estado de Goiás. Propõe

metodologia que possibilite a determinação da localização ótima para implantação de uma usina em uma região pré-definida e elabora estudos de implementação de gasoduto. Utiliza a metodologia do fluxo de caixa descontado, onde faz uma análise econômica e financeira da usina para diferentes taxas de retorno, do ponto de vista determinístico e probabilístico, envolvendo a contratação e a flexibilidade da usina, além dos riscos provenientes da volatilidade dos preços de curto prazo da energia elétrica e das paradas por defeito e para realização de manutenção;

- b) Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco x Retorno, de Antônio Carlos da Costa Pinhel. Tese de mestrado, submetida, em dezembro de 2000, a Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. O autor aborda as implicações, em termos de retorno e risco associado, de uma usina a gás natural, operando de forma flexível no subsistema sudeste, localizada na região Norte Fluminense. Emprega para determinação dos preços de curto prazo, ao longo do estudo, o modelo de otimização utilizado no setor elétrico. Adota os critérios do Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno na análise de viabilidade econômico-financeira do projeto. Considera que são fundamentais, para viabilização do empreendimento, a flexibilidade na operação e níveis de contratação de energia, assim como, para definição da tarifa de venda. Conclui que, levando-se em consideração estratégias de operação e de comercialização de energia, a análise de risco para usinas termelétricas é fundamental para precificação da energia;
- c) Elaboração de Um Modelo de Previsão dos Preços *Spot* de Energia Elétrica no Brasil e Avaliação de Uma Termelétrica Utilizando a Teoria das Opções Reais, de Bruno Nogueira Silva. Dissertação de mestrado apresentada, em abril de 2001, ao Departamento de Engenharia Industrial da Pontifícia Universidade Católica do Rio de

Janeiro. O autor oferece uma proposta de um modelo para os preços de energia elétrica no Brasil, com a estimação de seus valores realizada a partir de uma série histórica de afluência hidráulica fornecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Avalia uma planta de geração térmica empregando a teoria de opções reais aliada a técnica de simulação de Monte Carlo e compara os resultados com os obtidos na dissertação de mestrado de Alessandro de Lima Castro, comentada no próximo item. O modelo proposto não gerou séries de preços de curto prazo semelhantes às comparadas, onde se aplicou o modelo de otimização usado pelo ONS. Diante desse fato, o autor realizou empiricamente ajustes em seus parâmetros, passando o modelo a reproduzir o comportamento da série obtida no modelo usado pelo setor elétrico;

- d) Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Usando Teoria das Opções Reais, de Alessandro de Lima Castro. Dissertação de mestrado apresentada, em abril de 2000, ao Departamento de Engenharia Industrial da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. O trabalho faz a análise de uma termelétrica a gás natural, instalada no subsistema sudeste, utilizando a teoria das opções reais, onde faz estudos de sensibilidade em relação as variáveis do problema e calcula o valor da opção da usina se declarar flexível ou o valor da opção de suspensão temporária da operação. No desenvolvimento desse estudo a operação da termelétrica ao longo de sua vida útil é uma opção sobre a diferença entre dois ativos, a eletricidade e o combustível para geração de energia. A operação da termelétrica só se realiza se a diferença for positiva, e como consequência, o valor presente dos fluxos de caixa futuros corresponde à soma dos valores das opções de operação no decorrer da vida útil da usina.

Os trabalhos anteriormente citados, dentro das suas particularidades e visão dos autores, apresentam temas interessantes ligados à análise de investimento de uma usina termelétrica, no entanto, alguns desses assuntos não estão inseridos do presente estudo, ou por considerarem diferentes metodologias ou por serem mais pertinentes à área de engenharia. Entretanto, não abordam questões aqui analisadas, como por exemplo: demonstração do cálculo do consumo de combustível da usina; estudos com diferentes sistemas de financiamento; análise das assimetrias, das medianas e dos percentis, das distribuições dos resultados probabilísticos dos fluxos de caixa; restrições ao se considerar o índice de cobertura da dívida e o cálculo de tarifas, em estudos determinísticos e probabilísticos, que considere licitações em leilões de compra e venda de energia, dentro das regras do novo modelo do setor elétrico.

## **Capítulo 2**

### **O Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**

O principal objetivo deste capítulo é o de mostrar as principais mudanças que estão ocorrendo no setor elétrico brasileiro e em que contexto o presente trabalho se incorpora a essas transformações. De um passado não muito distante, a partir de 1964, vigorou no Brasil um modelo institucional estatal que experimentou um forte crescimento na oferta de geração de energia elétrica, suportado por altos financiamentos externos e por recursos governamentais. Essa situação de expansão cessou na década de 80 principalmente devido à crise financeira que se estabeleceu no país.

#### **2.1. Reforma do Setor Elétrico Brasileiro**

O setor elétrico brasileiro vem passando nos últimos anos por fortes transformações estruturais de natureza regulatória, comercial, patrimonial e operacional, tendo sido o principal elemento motivador, a limitada capacidade de investimento do estado frente as reais necessidades de atendimento à demanda. Como consequência, introduziu-se um ambiente concorrencial de comercialização de energia, onde se garantiu o livre acesso de conexão de novos empreendimentos de geração à rede elétrica de transmissão e distribuição, bem como a participação, em licitações, na construção e operação de novas linhas de transmissão.

Conforme Oliveira (2001), a lei 8.631/93, que acabou com o regime tarifário através do custo do serviço, iniciou a reforma da indústria de suprimento elétrico brasileira (ISEB). No entanto, as condições legais que orientaram a reforma do setor elétrico para a introdução da concorrência no mercado elétrico, conforme modelo inglês, surgiram com as leis de Concessões (8.987/95) e de Conversão (9.074/95).

A partir de meados da década de 90 foi instituída pela Lei nº 9.427/96, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como agente regulador, mediador e fiscalizador do setor e responsável pela realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão. Recentemente, através da Lei nº 10.848/04, a ANEEL recebeu uma nova atribuição, que é a instituição dos termos de uma Convenção de Comercialização, que entre outros temas, trata da sua responsabilidade pelas licitações para contratação de energia elétrica.

Ainda na década de 90 surgiu o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), legitimado pela Lei nº 9.648/98, e posteriormente, no ano de 2002 e na forma da Lei nº 10.433, criou-se o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), sendo ambos fiscalizados pela ANEEL. O primeiro é responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão do SIN, bem como pela administração da contratação das instalações de transmissão de energia elétrica. O segundo substituiu a antiga estrutura da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE), com a missão de contabilizar e liquidar as diferenças contratuais de energia no mercado de curto prazo.

## 2.2. Características e Novos Agentes do Modelo

O novo marco regulatório traz através das leis de nºs 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, a autorização para formação de dois novos agentes institucionais e de um comitê no Ministério de Minas e Energia (MME):

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, sucede o MAE e incorpora as suas atribuições, cabendo-lhe, também, viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e registrar seus contratos. A sua criação está autorizada na Lei nº 10.848, regulamentada pelo decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): empresa pública federal, vinculada ao MME, constituída pela Lei nº 10.847, e que conforme o artigo 2º desta lei, “tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras”. Teve sua criação regulamentada pelo decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): comitê sob coordenação direta do MME, teve sua constituição autorizada pela Lei nº 10.848/04, que segundo esta, tem “a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional”, ou seja, entre outras atividades, acompanha o desenvolvimento da geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados. O CMSE foi constituído pelo decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004.

Todos estes agentes foram regulamentados através de decretos de lei específicos, e o ONS e as regras de comercialização do novo modelo, respectivamente pelos decretos nºs 5.163 de 30 de julho de 2004 e 5.081 de 14 de maio de 2004.

### **2.3. Oferta e Demanda do Mercado de Energia**

Com a nova sistemática implantada no marco regulatório, espera-se atrair a entrada de novos investidores e propiciar a estes uma maior facilidade de financiamento para implantação dos empreendimentos necessários à expansão do sistema elétrico brasileiro.

A diminuição e atraso nos investimentos de geração, nos últimos anos, aliada a baixa afluência hidrológica ocorrida no ano de 2001, levaram a um período de racionamento (2001/2002), com conseqüências negativas para a economia. Este fato levou a necessidade urgente, por parte do Governo Federal, da criação do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).

Ainda, em 2001, foi concebida a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), onde foi criado o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Das medidas adotadas pelo comitê, destaca-se a implantação da “curva de aversão ao risco”, que sinaliza a necessidade de despacho de usinas do PPT, toda vez que os níveis dos reservatórios estiverem abaixo dos indicados na curva, bem como de térmicas emergenciais, contratadas pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE). Dessa forma, a geração térmica garantiria a energia armazenada nos reservatórios em níveis de segurança para o sistema elétrico. O programa de energia emergencial implantado pela CBEE tem extinção prevista para 30 de junho de 2006.

Mais recentemente, no Nordeste, no final de 2003 e início de 2004, surgiu a necessidade de se operar as térmicas emergenciais da CBEE com o propósito já descrito. Estas usinas são de alto custo operacional, uma vez que, em sua maioria, utilizam o diesel como combustível. Por outro lado, o gás natural tem sido insuficiente para atendimento as poucas térmicas do PPT implantadas na região Nordeste.

## **2.4. Comercialização de Energia**

O atual governo introduziu, através da Lei no 10.848, regulamentada pelo decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, novas mudanças que objetivam uma maior estabilidade na contratação de energia elétrica, oferecendo melhores garantias de investimento, com o intuito de atrair o empreendedor e possibilitar a parceria com o Estado.

São dois os ambientes de comercialização de energia elétrica no SIN:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR), segmento de mercado onde se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, para atendimento aos consumidores das concessionárias distribuidoras;
- Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a contratação de energia, livremente negociada, se destina aos consumidores livres.

O agente vendedor representa o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica.

Por consumidor livre, entende-se como aquele atendido em qualquer tensão, com demanda superior a três MW e que está qualificado a optar pelo seu fornecedor.

Todos os geradores, independentemente da denominação que possuam, poderão vender energia em ambos os ambientes. No ACR, obrigatoriamente, cada um dos produtores deverá estar contratado com todos os distribuidores.

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN estão responsáveis pela previsão da sua demanda e obrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2005, ao atendimento de todo seu mercado, através da contratação regulada e mediante licitação formalizada por contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), devidamente registrados na CCEE.

A partir de 2005, não só os distribuidores, mas todos os agentes vendedores, autoprodutores e os consumidores livres devem informar ao MME, até agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes.

Entende-se por ano-base “A”, como sendo o ano previsto para início de operação e suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição através dos leilões promovidos pela ANEEL.

No ACR, ambiente de consumo das distribuidoras pertencentes ao SIN, a energia é licitada na modalidade de leilão e é entregue considerando-se os seguintes critérios relativos ao início e prazo de suprimento:

- a) As licitações da energia oriunda de usinas já existentes, fazem com que o suprimento ocorra no ano subsequente ao da licitação que acontece no ano “A-1”, por um prazo de no mínimo 5 e no máximo 15 anos;
- b) Para energia proveniente de novos empreendimentos são dois os tipos de licitação. Leilões realizados no ano que antecede em cinco anos o de suprimento de energia (ano “A-5”), e um segundo tipo de licitação, com o início da entrega de energia no terceiro ano após o de realização do leilão que acontece no ano “A-3”. Ambas, resultando em contratos com um prazo de suprimento de no mínimo 15 e no máximo 35 anos. É condição, que a energia não tenha sido contratada até a data de publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- c) Licitações de compra das distribuidoras para ajustes, no atendimento ao seu mercado, em percentuais que não poderão ser superiores a 1% de suas cargas contratadas, para um suprimento por um período máximo de dois anos.

Conforme artigo 22 do decreto nº 5.163/04, excepcionalmente, até 31 de dezembro de 2007, nos leilões para contratação de energia previstos no item “b”, acima, poderá ser ofertada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação, que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

- I - Que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004;
- II - Que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000;
- III - Cujas energia não tenha sido contratada até 16 de março de 2004.

Até sessenta dias antes da data prevista para cada um dos leilões, todos os agentes de distribuição têm a obrigação de apresentar ao MME, declaração com os montantes de energia a serem contratados para atendimento de 100% de suas cargas.

Espera-se que a oportunidade concorrencial para as termelétricas aconteça nos leilões realizados no ano “A-3”, onde o prazo de três anos para construção de uma usina hidrelétrica, de porte intermediário, deve ser insuficiente.

No ACR, são duas as modalidades de contratos de comercialização de energia elétrica. A primeira, por quantidade de energia e a segunda, por disponibilidade de energia. No tipo referente à quantidade de energia, o ponto de entrega é o centro de gravidade do submercado da localização da usina e os custos em decorrência dos riscos hidrológicos são de responsabilidade dos agentes vendedores. O mesmo não acontece na modalidade por disponibilidade, onde esses custos são assumidos pelas distribuidoras.

O presente trabalho considera, na metodologia empregada no estudo de caso, um leilão acontecendo no ano “A-3”, na modalidade de contrato por quantidade de energia e por um período de suprimento de 20 anos, dentro do submercado Nordeste, seja no ACR ou no ACL.

## Capítulo 3

### Programa Decenal de Expansão da Geração

Antecipadamente ao crescimento da capacidade de geração de energia elétrica do país, são preparados estudos de planejamento de longo prazo para oferta e demanda de energia, para diferentes horizontes e cenários de crescimento econômico. Até então, os últimos planos têm sido de caráter indicativo, não havendo, portanto, a obrigação de ser seguido pelos agentes, onde o governo atua como indutor de um programa de interesse social.

O sumário executivo do plano de obras decenal de expansão para o horizonte 2003 / 2012, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, por meio do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), antecipou, num momento de transição de governo, o detalhamento do plano decenal, ainda por ser preparado. O documento resume as principais análises e resultados obtidos nos estudos de programação de expansão da oferta de energia elétrica para cenários futuros no setor, compatível com previsões de aumento na demanda, fundamentadas nos desdobramentos do racionamento de energia que vigorou até fevereiro de 2002 e na conjuntura macro-econômica nacional e internacional da época.

A legislação do setor elétrico brasileiro determina, excetuando-se alguns casos, que a construção de novas usinas de geração de energia, deve ser precedida da licitação de outorga de concessão. Portanto, dando prioridade aos interesses do sistema elétrico, o programa decenal de geração permite a indicação, ordenada no tempo, da seqüência de obras a serem

licitadas num prazo que possibilite o atendimento do cronograma de implantação dos empreendimentos (MME, 2002a).

### **3.1. Cenários de Expansão da Oferta e da Demanda**

Segundo (MME, 2002a), registrou-se até 31 de outubro de 2002, uma capacidade instalada no país de 82.912 MW, significando um adicional de mais 3.000 MW em relação aos dados do plano decenal 2002 / 2011 (MME, 2002b), dos quais 69% em novas usinas e/ou ampliações hidrelétricas, 12% em termelétricas e 17% em importação. Observa-se que a informação não especifica a origem dos 2% restantes relativo ao crescimento da oferta de energia.

O plano decenal do MME, para o período 2003 – 2012, utilizou nos estudos de oferta e demanda de geração do sistema interligado, três cenários de evolução do mercado e carga própria de energia elétrica elaborados pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM):

- Cenário de crescimento baixo;
- Cenário de crescimento médio (Cenário de Referência);
- Cenário de crescimento alto.

Para cada um desses cenários de mercado foram estudadas duas possibilidades da expansão da oferta de produção de energia elétrica, ou seja: cenários A e B.

A tabela 3.1, a seguir, mostra a oferta de geração disponível, do sistema interligado brasileiro, alocada ao longo do horizonte do plano decenal.

TABELA 3.1 – Produção de energia disponível ao longo do horizonte decenal.

<b>OFERTA DE GERAÇÃO DISPONÍVEL AO LONGO DO HORIZONTE DECENAL</b>		
	<b>USINAS</b>	<b>POTÊNCIA (MW)</b>
HIDRÁULICAS	Operação	69.928
	Construção/Motorização	10.245
	Com concessão	3.787
	Aguardando outorga	1.584
TÉRMICAS	Operação	9.669
	PPT – Grupo A	3.196
	PPT – Grupo B	1.343
	PPT – Grupo C	940
	A carvão	1.700
	Angra III	1.309
PROINFA	1ª Etapa	3.300
	2ª Etapa	2.745 (Mercado Baixo)
		3.348 (Mercado Referência)
		3.646 (Mercado Alto)
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA EXISTENTE		2.178
TOTAL		111.924 (Mercado Baixo)
		112.527 (Mercado Referência)
		112.825 (Mercado Alto)

Fonte: Plano decenal de expansão 2003 - 2012 – Sumário executivo

Abaixo estão listadas as premissas dos cenários A e B de expansão da oferta, adotadas no plano decenal 2003 – 2012:

**Cenário A** – Além de todas as usinas existentes no parque gerador do sistema interligado nacional, são consideradas as importações de energia de outros países e os seguintes empreendimentos de geração:

- Usinas hidrelétricas em construção/motorização, que estão entrando em operação nas datas previstas pela ANEEL;

- Usinas hidrelétricas já licitadas, que estão entrando em operação nas datas previstas pela ANEEL;
- Usinas térmicas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, grupos A, B e C, segundo critérios de avaliação de desenvolvimento dos projetos;
- Usinas termelétricas emergenciais contratadas pela CBEE;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA - 1ª e 2ª etapas, nos períodos e processos de desenvolvimento fixados oficialmente;
- Usinas termelétricas a carvão e nuclear, nas datas previstas;
- Usinas hidrelétricas e termelétricas indicativas, nas datas em que forem necessárias para o ajuste oferta x demanda.

**Cenário B** – Considerou-se a maioria dos empreendimentos do cenário A, introduzindo-se algumas alterações que resultam no seguinte quadro:

- Usinas hidrelétricas em construção/motorização, que estão entrando em operação nas datas previstas pela ANEEL;
- Usinas hidrelétricas já licitadas, que estão entrando em operação nas datas em que forem necessárias para o ajuste oferta x demanda;
- Usinas térmicas do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT:
  - Grupo A - segundo critérios de avaliação de desenvolvimento dos projetos;
  - Grupos B e C - nas datas em que forem necessárias para o ajuste oferta com a demanda;
- Usinas termelétricas emergenciais contratadas pela CBEE;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA - 1ª e 2ª etapas, nas datas em que forem necessárias para o ajuste da oferta x demanda;
- Usinas termelétricas a carvão e nuclear, nas datas em que forem necessárias;

- Usinas hidrelétricas e termelétricas indicativas, nas datas em que forem necessárias para o ajuste oferta x demanda.

A tabela 3.2, a seguir, resume as premissas consideradas para cada um dos cenários de oferta de energia elétrica no sistema interligado.

TABELA 3.2 – Hipóteses dos cenários de expansão da oferta de energia.

<b>PREMISSAS DOS CENÁRIOS DE EXPANSÃO DA OFERTA</b>			
<b>USINAS</b>		<b>CENÁRIOS</b>	
		<b>A</b>	<b>B</b>
HIDRÁULICAS	Operação	Sim	Sim
	Construção/Motorização	Data Aneel	Data Aneel
	Com concessão	Data Aneel	QN
	Aguardando outorga	Data Aneel	QN
TÉRMICAS	Operação	Sim	Sim
	PPT – Grupo A	Data CAEX	Data CAEX
	PPT – Grupo B	Data CAEX	QN
	PPT – Grupo C	Data CAEX	QN
	A carvão	Sim	QN
	Angra III	Sim	QN
PROINFA	1ª Etapa	Data CTFA	QN
	2ª Etapa	Data CTFA	QN
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA EXISTENTE		Sim	Sim
HIDRÁULICAS INDICATIVAS (Inclui Belo Monte e outras licitadas)		QN	QN
TÉRMICAS INDICATIVAS		QN	QN

Observações:

- 1 – Data de referência dos estudos: 31/10/2002;
- 2 – Data Aneel: data de entrada em operação definida pela ANEEL;
- 3 – Data CAEX: data de entrada em operação fornecida pela CAEX/MME;
- 4 – Data CTFA: data de entrada em operação fornecida pelo CTFA;
- 5 – QN: quando necessárias para atendimento do mercado;
- 6 – Usinas indicativas são aquelas ainda não licitadas ou autorizadas pela ANEEL.

Fonte: Plano decenal de expansão 2003 - 2012 – Sumário executivo.

O principal critério de atendimento às necessidades de energia do mercado caracteriza-se pela igualdade entre os custos marginais de operação e de expansão. Dessa forma, para cada um dos cenários de oferta estudados, dentro do horizonte analisado, procura-se determinar o programa de expansão que remete a condição de custos marginais de operação o mais

próximo possível do custo marginal de expansão, condição essa, que caracteriza o plano de obras de menor custo. Ou seja, efetuou-se expansão da geração toda vez que o custo marginal de operação mostrou-se superior ao de expansão (MME, 2002a).

Ainda, segundo o MME (2002a), ressalta-se que os critérios de planejamento estão baseados nos valores esperados dos custos marginais de operação, sendo que estes mostram um considerável grau de incerteza para ajuste ao custo marginal de expansão, devido a variabilidade do regime hidrológico. Tornando-se necessário que as folgas de oferta de energia estejam, constantemente, sendo monitoradas pelo ONS, em face das reais condições hidrológicas e das restrições operativas de curto prazo.

Objetivando o planejamento da expansão da oferta de geração e o atendimento às projeções de crescimento do consumo total de energia elétrica do sistema interligado nacional, estabeleceram-se três cenários de mercado: Mercado Alto, que considera um crescimento anual médio de 6,0%; Mercado de Referência, onde se estimou uma taxa média de crescimento anual de 5,1% ao longo do horizonte decenal; e o Mercado Baixo, com taxa anual média de 3,2%. Além destas taxas, condicionaram-se também, as projeções de carga própria pelos valores vigentes no final de 2002, que ainda sob influência do racionamento de energia e da crise recessiva, sinalizavam níveis semelhantes ao do consumo de cerca de três anos atrás (MME, 2002a).

Ainda, conforme MME (2002), a projeção do mercado de referência do plano decenal 2003 / 2012 apresenta, em relação às previsões do ciclo anterior (2002 / 2011), uma redução significativa de cerca de 8% no consumo total de 2011. Este valor corresponde a uma redução de 47,1 TWh ou 5.380 MW médios, o que se justifica pelas seguintes razões:

- Consumo realizado em 2002, inferior em cerca de 3% do valor estimado para o ciclo 2002 / 2011, diferença que se propaga do início ao fim do horizonte das novas projeções;
- Incorporação dos efeitos da crise cambial de 2002 na revisão do crescimento da economia no curto prazo;
- Consideração de aumento da eficiência no uso da energia.

Em relação ao ciclo anterior, a distribuição regional do consumo nacional variou nas projeções do ano de 2002 (realizado) ao de 2012, para o mercado de referência, para os seguintes percentuais:

- Sistema isolado do Norte: de 2,1% para 2,8%;
- Sistema interligado do Norte: de 6,7% para 8,1%;
- Sistema interligado do Nordeste: de 13,6% para 13,7%;
- Sistema interligado do Sudeste / Centro Oeste: de 60,0% para 58,2%;
- Sistema interligado do Sul: de 17,6% para 17,1%.

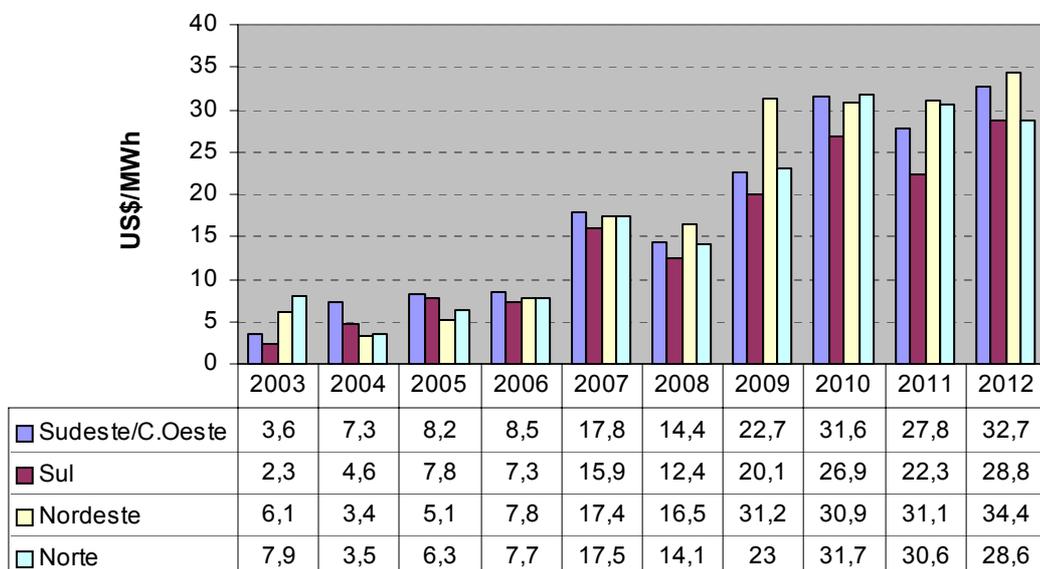
Como indicadores de expansão da geração, a tabela 3.3, a seguir, apresenta, por período, para o sistema interligado brasileiro, o custo marginal de expansão e o custo marginal de dimensionamento.

TABELA 3.3 – Custos marginais de expansão e de dimensionamento.

<b>Sistema interligado brasileiro</b>		
Custos marginais de expansão e de dimensionamento (US\$/MWh)		
Período	Custo marginal de expansão	Custo marginal de dimensionamento
2003 a 2012	33	36
2013 a 2017	38	41
2018 a 2022	42	44
2023 a 2027	46	46

Fonte: Plano decenal de expansão 2003 - 2012 – Sumário executivo.

Considerando que o planejamento decenal do período 2003 / 2012 adota o cenário B, de expansão da oferta, como de referência, e para não se tornar por demais repetitivo, selecionou-se apenas o gráfico representativo do custo marginal de operação para mercado de referência e cenário de oferta B, conforme mostra a figura 3.1.



Fonte: Plano decenal de expansão 2003 - 2012 – Sumário executivo.

Figura 3.1 – Custo marginal de operação para mercado de referência e cenário de oferta B.

### 3.2. Participação da Geração Térmica e de Outras Fontes

A tabela 3.4, a seguir, apresenta a previsão da evolução da capacidade instalada utilizada e projetada para o período de 2002 a 2012, conforme os cenários de mercado (baixo, de referência e alto) e de expansão da oferta (A e B). Mostra, ainda, o acréscimo necessário de potência a ser instalado e o crescimento percentual até o final do ano de 2012, conforme respectivos cenários de mercado e de oferta de geração de energia.

TABELA 3.4 – Projeção da evolução da capacidade instalada (2002 / 2012).

<b>Mercado / Oferta</b>	<b>Evolução da Capacidade Instalada (MW)</b>				
	<b>UHE</b>	<b>UTE</b>	<b>IMP</b>	<b>PU</b>	<b>TOTAL</b>
<b>31/10/2002</b>					
Oferta	69.928	9.669	2.178	1.137	82.912
<b>31/12/2012</b>					
Baixo / Oferta A	84.497	16.809	2.178	8.582	112.066
Baixo / Oferta B	82.289	11.914	2.178	1.665	98.046
Referência / Oferta A	92.316	20.618	2.178	8.582	123.694
Referência / Oferta B	95.539	17.509	2.178	1.665	116.891
Alto / Oferta A	96.539	25.218	2.178	8.582	132.517
Alto / Oferta B	96.539	28.259	2.178	1.665	128.641
<b>Acréscimo (MW)</b>					
Baixo / Oferta A	14.569	7.140	-	7.445	29.154
Baixo / Oferta B	12.361	2.245	-	528	15.134
Referência / Oferta A	22.388	10.949	-	7.445	40.782
Referência / Oferta B	25.611	7.840	-	528	33.979
Alto / Oferta A	26.611	15.549	-	7.445	49.605
Alto / Oferta B	26.611	18.590	-	528	45.729
<b>Crescimento (%)</b>					
Baixo / Oferta A	20,8	73,8	0,0	654,8	35,2
Baixo / Oferta B	17,7	23,2	0,0	46,4	18,3
Referência / Oferta A	32,0	113,2	0,0	654,8	49,2
Referência / Oferta B	36,6	81,1	0,0	46,4	41,0
Alto / Oferta A	38,1	160,8	0,0	654,8	59,8
Alto / Oferta B	38,1	192,3	0,0	46,4	55,2

UHE - Usina Hidrelétrica

IMP - Energia Importada

UTE - Usina Termelétrica

PU - Pequenas Usinas

Fonte: Plano decenal de expansão 2003 - 2012 – Sumário executivo.

Ainda na tabela 3.4, observa-se que em termos de acréscimo de energia ao sistema elétrico, a geração hidráulica continuará ainda por um bom tempo apresentando o maior quantitativo de energia, embora seja, em termos de crescimento percentual, superado pelo aumento de potência instalada proveniente de termelétricas e de pequenas usinas, qualquer que seja o cenário. Já a importação de energia se mantém estável durante todo o horizonte de estudo.

Segundo MME (2002a), quando se compara o cenário de oferta B do ciclo anterior (2002 / 2011), então considerado como o mais provável, com o caso de oferta B do ciclo 2003 / 2012 (empreendimentos quando necessários), verifica-se nesse último, para dezembro de 2011, uma redução de 7.975 MW na projeção de capacidade instalada.

A tabela 3.5, a seguir, compara a oferta de energia para cada uma das fontes disponíveis em 31 de outubro de 2002 com a estimada para o final de 2012. Ilustra a redução da participação, para 2012, que representam as usinas hidráulicas na capacidade instalada interligada que atende o Brasil, para todos os cenários analisados, em favor de uma maior participação das termelétricas e das pequenas usinas, embora o MME (2002a), tenha indicado para o país um potencial hidrelétrico de 258.420 MW, do qual, foram estimados 89.387 MW e já inventariados 169.033 MW. Um decréscimo na participação da energia importada é também observado em todos os cenários estudados.

Embora o crescimento para as usinas térmicas e pequenas usinas se mostre promissor, o potencial hidráulico existente no Brasil garante que a influência hidráulica no sistema elétrico interligado continuará forte por bastante tempo.

TABELA 3.5 – Projeção da participação na capacidade instalada (2002 / 2012).

<b>Mercado / Oferta</b>	<b>Participação na Capacidade Instalada (%)</b>				
	<b>UHE</b>	<b>UTE</b>	<b>IMP</b>	<b>PU</b>	<b>TOTAL</b>
<b>31/10/2002</b>					
Oferta	84,3	11,7	2,6	1,4	100,0
<b>31/12/2012</b>					
Baixo / Oferta A	75,4	15,0	1,9	7,7	100,0
Baixo / Oferta B	83,9	12,2	2,2	1,7	100,0
Referência / Oferta A	74,6	16,7	1,8	6,9	100,0
Referência / Oferta B	81,7	15,0	1,9	1,4	100,0
Alto / Oferta A	72,9	19,0	1,6	6,5	100,0
Alto / Oferta B	75,0	22,0	1,7	1,3	100,0
<b>Crescimento (%)</b>					
Baixo / Oferta A	-10,6	28,6	-26,0	458,4	
Baixo / Oferta B	-0,5	4,2	-15,4	23,8	
Referência / Oferta A	-11,5	42,9	-33,0	405,9	
Referência / Oferta B	-3,1	28,4	-29,1	3,9	
Alto / Oferta A	-13,6	63,2	-37,4	372,3	
Alto / Oferta B	-11,0	88,4	-35,5	-5,6	

UHE - Usina Hidrelétrica

IMP - Energia Importada

UTE - Usina Termelétrica

PU - Pequenas Usinas

Fonte: Elaborada pelo autor a partir dos dados da tabela 3.4.

## Capítulo 4

### Características Técnicas, Condições Operacionais e Componentes de Custo da Usina

O desenvolvimento de turbinas a gás iniciou-se na década de 40 basicamente dentro da indústria aeronáutica com as aplicações desses equipamentos em aviões a jato (com o uso de querosene como combustível) que chegaram a entrar em operação no final da segunda guerra. Na década de 50, as turbinas aeronáuticas sofreram modificações para uso industrial, recebendo a denominação de aero-derivadas. Outra modalidade de turbina, de concepção mais pesada, classificada como "turbina industrial" (*heavy duty*), foi especificamente desenvolvida para uso industrial. Embora, partam de conceitos semelhantes, elas apresentam diferenças quanto às características de manutenção e a facilidade de desmontagem (GUIMARÃES, 1998, *apud* SÁ JÚNIOR E AZEVEDO, 2001).

Pode-se destacar três componentes principais em uma turbina à gás: o compressor, o sistema de combustão e a turbina propriamente dita, esta última sendo a fonte de acionamento tanto do compressor como de um gerador de energia elétrica. O ar atmosférico captado pelo compressor é comprimido no sistema de combustão à pressão de cerca de 13 bar, e temperatura da ordem de 375 °C, a qual se eleva a 1250 °C com a queima do gás. A energia gerada na expansão que se segue à queima do gás aciona a turbina, reduzindo-se a pressão à

atmosférica e a temperatura a cerca de 550 °C nos gases de exaustão da turbina. É verdade que a eficiência térmica pode ser melhorada com temperaturas e pressões de entrada mais elevadas, mas isto exigiria materiais mais caros ao longo do caminho do gás, com limitações técnicas e econômicas (GASNET, 2004).

## **4.1. Termelétrica de Ciclo Combinado**

Segundo Sá Júnior e Azevedo (2001), uma central termelétrica de ciclo combinado, utiliza um ciclo com turbina a gás sobreposto a um ciclo com turbina a vapor e constitui um sistema mais moderno e eficiente. O combustível predominante é o gás natural, embora estejam sendo desenvolvidas tecnologias que utilizam o carvão.

Nos dias de hoje as usinas térmicas mais utilizadas combinam a operação simultânea de turbinas a gás (ciclo Brayton) com turbinas a vapor (ciclo Rankine). Esses ciclos fazem parte da teoria da termodinâmica.

Em seguida, através da figura 4.1, é apresentada uma representação esquemática de uma central termelétrica operando em ciclo combinado com duas turbinas acionadas a gás natural, uma turbina a vapor e uma caldeira de recuperação de calor.

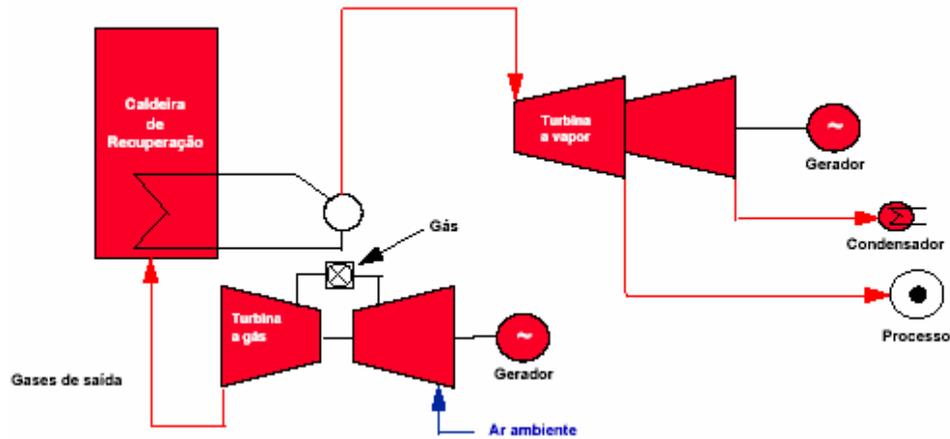


Figura 4.1: Configuração de uma central termelétrica de ciclo combinado.

Na tecnologia de ciclo combinado, o calor dos gases de exaustão resultantes da combustão do gás natural na turbina a gás, da ordem de  $500^{\circ}\text{C}$ , é aproveitado em uma caldeira de recuperação para produção de vapor. Este vapor é então, utilizado para operar uma turbina a vapor, sendo então conduzido a um condensador, onde ao trocar calor com um meio de menor temperatura condensa-se e volta através de um ciclo fechado à caldeira de recuperação. Dessa forma, com o ciclo combinado, consegue-se um incremento da ordem de 50% da potência da turbina a gás, se operasse em ciclo aberto, e a eficiência passa de 30% no ciclo simples para um rendimento entre 55 e 60%, relativo ao Poder Calorífico Inferior (PCI) do gás nas condições ISO (CORRÊA, 2001).

Dessa forma, este tipo de tecnologia se mostra mais atrativa economicamente quando comparada a de turbinas operando em ciclo aberto.

“A maioria das térmicas a gás natural em funcionamento ou em construção adota a configuração de mais de uma turbina a gás, pois desta forma não há limite à capacidade da usina, e os riscos de paralisação são reduzidos. Um modelo clássico é o chamado 2 + 1, com duas turbinas a gás iguais, e uma a vapor de mesma capacidade. Assim, é possível usar três geradores elétricos de mesmo porte para as três turbinas, com transformadores e demais

equipamentos elétricos também padronizados”. A combinação de turbinas a gás e a vapor não está limitada ao arranjo 2 + 1. Há exemplos de até 5 turbinas a gás associadas a uma a vapor, e arranjos de 3 + 1 e 4 + 1 estão em uso comercial em diferentes localizações. O emprego de grandes turbinas a vapor, entretanto, traz dificuldades técnicas à medida que aumenta o número das caldeiras de recuperação de calor que, em paralelo, a alimentam. Caso a instalação esteja à beira-mar ou próxima de um rio, a preferência é pelo condensador a água, com passagem única. Se isto não for possível, podem-se ter torres de resfriamento ou mesmo, caso não haja água disponível, radiadores resfriados a ar. Neste último caso, os investimentos tendem a crescer e a eficiência térmica da planta fica reduzida (GASNET, 2004).

Segundo a publicação *Projected Costs of Generating* (1998) emitida pela Organização para Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OECD), as maiores turbinas industriais a gás natural estão geralmente na faixa de potência de 150 a 200 MW. Adicionando-se uma turbina a vapor para formar o ciclo combinado, se está adicionando 50% na potência de saída. Dessa forma, é comum se ver usinas simples de 200 a 300 MW. Usando-se duas turbinas a gás e uma a vapor, alcança-se uma capacidade entre 400 a 600 MW, tendendo a resultar numa economia de escala e plantas com tamanhos típicos de 500 MW ou maiores. Este mesmo relatório, no caso específico de usinas movidas a gás natural, apresenta uma relação de 15 países com respectivos valores de vida útil de usinas novas. Nesta relação a vida útil considerada varia entre um mínimo de 15 anos e um máximo de 35 anos, com a média situando-se no entorno de 24 anos.

Como mostra Chase D.L. *et al.* (1994), o cronograma de instalação do quadro 4.1, a seguir, é típico para usinas térmicas de ciclo combinado pertencentes a linha de produção da General Electric (GE).

QUADRO 4.1 – Cronograma de montagem de uma usina termelétrica de ciclo combinado.

Descrição	Meses									
	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
1. Turbinas a gás										
1.1. Engenharia, fabricação e transporte	----	----	----	----	--					
1.2. Instalação e comissionamento					--	----	----	----		
2. Caldeira de recuperação										
2.1. Engenharia, fabricação e transporte	----	----	----	----	----	----				
2.2. Instalação e comissionamento								----	----	----
3. Turbina a vapor										
3.1. Engenharia, fabricação e transporte	----	----	----	----	----	----	----			
3.2. Instalação e comissionamento									----	----
4. Painel de controle										
4.1. Pré-projeto	--									
4.2. Especificação	--	----	--							
4.3. Engenharia			--	----	----					
4.4. Fabricação e transporte							----	----		
4.5. Instalação e comissionamento									----	----
5. Ciclo combinado										
5.1. Comissionamento										---
5.2. Operação comercial										-

Fonte: *GE Turbine State-Of-The-Art Technology Seminar (1994)*.

## 4.2. Condições Operacionais

Diferentemente de um aproveitamento hidrelétrico, as condições operacionais de uma usina termelétrica sofrem alterações relevantes, em relação às condições de projeto, em função da altitude da área de implantação e temperatura média do local escolhido. Entre as características de operação, o consumo de combustível, que é um item bastante relevante nos custos do empreendimento, é muito influenciado pelo rendimento do grupo gerador nas condições geográficas e ambientais local.

#### 4.2.1. Efeitos da altitude e temperatura local

As condições atmosféricas de temperatura e pressão atingem diretamente a produção das usinas termelétricas.

As características das turbinas a gás estão normalmente referidas às condições ISO (*International Organization for Standardization*), de operação ao nível do mar, equivalente a uma pressão de 1,013 bar, e a uma temperatura ambiente de 15°C. Com a elevação da altitude e da temperatura, diminui-se a densidade do ar, fazendo com que se reduza o volume de gás que pode entrar em combustão sem que seja excedida a temperatura de entrada na turbina, reduzindo-se também a potência de saída do grupo gerador. De forma inversa, a baixas temperaturas a potência se eleva. A título de exemplo, a uma altitude de 300 metros acima do nível do mar a potência nominal da turbina é reduzida em aproximadamente 3,5% e a uma temperatura de 25°C (10 °C acima da condição ISO) há uma redução de 10% na capacidade nominal. Assim, a potência nominal deve ser corrigida conforme altitude e temperatura média do local, conforme a seguinte equação (MELO, 2002):

$$P_{local} = P_{nom} \left[ 1 - 0,1 \frac{(T - 15)}{10} \right] \left( 1 - \frac{0,035 * h}{300} \right) \quad (4.1)$$

Onde,

$P_{local}$  = Potência, em MW, no local de instalação;

$P_{nom}$  = Potência nominal, em MW, na condição ISO;

$T$  = Temperatura média, em °C, do local da instalação;

$h$  = Altitude, em metros, do local da instalação.

#### 4.2.2. Índices da operação e manutenção

A tabela 4.1, a seguir, apresenta índices estatísticos de operação e manutenção, de 1998 a 2002 e de apenas 2002, coletados pela instituição norte americana denominada: *North American Electric Council* (NERC). Os dados são de termelétricas de ciclo combinado de diversas potências, participantes dessa organização, e constantes nos relatórios, de outubro de 2003, *Generating Unit Statistical Brochure 1998-2002* e *Generating Unit Statistical Brochure 2002 Only*, (NERC, 2003a, 2003b).

TABELA 4.1: Índices de operação e manutenção para usinas térmicas de ciclo combinado.

Índice NERC	Descrição	1998 a 2002	2002
ART	Tempo médio de operação, em horas, entre paradas: Horas em serviço / partidas efetivas.	53,62	48,77
SR	Disponibilidade de partidas: Partidas efetivas / partidas tentadas.	97,89%	96,60%
NCF	Índice de capacidade líquida: Geração (MWh) / horas de atividade x capacidade líquida máxima (MW)	49,90%	48,50%
NOF	Índice de indisponibilidade líquida: Geração (MWh) / horas em serviço x capacidade líquida máxima (MW)	81,39%	84,90%
SF	Fator de serviço: Horas em serviço / horas de atividade	61,31%	57,13%
AF	Fator de disponibilidade: Horas em disponibilidade / horas de atividade	89,94%	89,74%
FOR	Taxa de indisponibilidade forçada: Duração das saídas forçadas / (duração das saídas forçadas + horas em serviço)	3,47%	3,38%
SOF	Índice de indisponibilidade programada: Duração das paradas programadas / horas de atividade	7,86%	8,27%
FOF	Índice de indisponibilidade forçada: Duração das paradas forçadas / horas de atividade	2,20%	2,00%

Fonte: *North American Electric Reliability Council* (NERC), outubro de 2003.

Alguns dos dados da tabela 4.1, principalmente o fator ou índice de disponibilidade (AF), são importantes para a análise de investimento e riscos do projeto durante o estudo de caso ilustrado no capítulo sete.

Um fator de disponibilidade anual de 89,94% representa em média que usina ficou parada no ano, para manutenção, cerca de 37 dias, equivalentes a um índice de indisponibilidade programada (SOF) de 7,86% e um índice de indisponibilidade forçada (FOF) de 2,20%.

Por horas de serviço, entende-se como sendo o número total de horas em que a unidade esteve eletricamente conectada no sistema de transmissão. Já as horas de atividade, correspondem normalmente ao número de horas do período considerado, se um ano, adota-se 8.760 horas e 8.784 horas, se ano bissexto. Uma unidade geralmente entra em atividade na data de início da operação comercial.

#### **4.2.3. Rendimento e consumo de combustível de uma termelétrica**

O cálculo do consumo específico de gás natural ou de outro combustível, a ser absorvido por uma termelétrica, é fundamental para que se possa determinar o custo variável de operação da planta. No entanto, para um melhor entendimento, se faz necessário à apresentação de alguns conceitos básicos, a exemplo, do rendimento de uma termelétrica, por estar diretamente relacionado com o consumo da mesma.

Além da eficiência térmica ( $\eta$ ), o rendimento de uma termelétrica é expresso em termos de *heat rate* líquido da planta (HR), que é uma taxa definida como a relação entre o calor de entrada ou energia interna do combustível e a energia líquida de saída, conforme apresentado na equação 4.2 (KHARTCHENKO, 1998).

$$HR = \frac{3600 * Q_{in}}{E_{net}} \quad \left( \frac{kJ}{kWh} \right) \quad (4.2)$$

Onde:

HR = *heat rate* em (kj/kWh)

Q<sub>in</sub> = energia interna do combustível em (kj) e

E<sub>net</sub> = energia líquida na saída em kWh

O *heat rate* é uma medida do rendimento da planta que se aplica a todos os tipos de usinas térmicas, ou seja, tanto para aquelas de ciclo simples, como também, para as de ciclo combinado.

O *heat rate* é relacionado com a eficiência térmica ( $\eta$ ) através da seguinte expressão:

$$HR = \frac{3600}{\eta} \quad \left( \frac{Kj}{kWh} \right) \quad (4.3)$$

Onde,

HR = *heat rate* em (kj/kWh) e

$\eta$  = é a eficiência térmica

O *heat rate* pode também ser dado em *British Thermal Unit* (BTU) por kWh através da expressão 4.4 a seguir:

$$HR = \frac{3412}{\eta} \quad \left( \frac{BTU}{kWh} \right) \quad (4.4)$$

Em 1998, Khartchenko definiu o consumo específico de combustível como a relação entre o fluxo de combustível que é utilizado pela usina térmica e a sua potência líquida, que após sofrer algumas transformações, é representado pela seguinte expressão:

$$CEC = \frac{3600}{\eta * PCI} \left( \frac{kg}{kWh} \right) \quad (4.5)$$

Onde,

CEC = consumo específico de combustível em (kg/kWh)

$\eta$  = é a eficiência térmica, e

PCI = poder calorífico inferior do combustível em (kJ/kg)

O PCI, também expresso em kcal/(m<sup>3</sup> ou kg), representa a energia de uma unidade de volume ou massa de combustível (BTU).

Para a determinação do PCI considera-se que a água resultante da reação de combustão se encontra no estado de vapor. Ao considerar que a água esteja no seu estado líquido, calcula-se o Poder Calorífico Superior (PCS). Uma vez que no ciclo de produção de energia é produzido vapor, apenas o PCI é considerado relevante.

Considerando que 1 BTU é igual a 0,252 kcal, tem-se de forma mais usual, o consumo em metros cúbicos de combustível por MWh dado por:

$$CEC = \frac{252 * HR}{PCI} \left( \frac{m^3}{MWh} \right) \quad (4.6)$$

Onde,

CEC = consumo específico de combustível em ( $\text{m}^3/\text{MWh}$ )

HR = *heat rate* em (BTU/kWh) e

PCI = poder calorífico inferior do combustível em ( $\text{kcal}/\text{m}^3$ )

### 4.3. Suprimento e Contratação de Gás Natural

Segundo a SCGÁS (2004), atualmente o gás natural que é consumido no país é proveniente de reservas nacionais e de países como a Bolívia e Argentina, existindo a possibilidade adicional de importação do Peru através de gasodutos, ou da Argélia e Nigéria por meio de transporte marítimo. Em termos de reservas, produção e consumo de gás natural, estão disponíveis abaixo, os seguintes números:

- 150,19 trilhões de metros cúbicos correspondem ao volume total das reservas mundiais de gás natural, volume equivalente às reservas mundiais de petróleo;
- 52,52 trilhões de metros cúbicos são as reservas totais de gás natural encontradas no Oriente Médio;
- 6,52 trilhões de metros cúbicos representam o total das reservas de gás natural encontradas na América Latina;
- 230 bilhões de metros cúbicos é o volume total de reservas provadas do Brasil;
- 44,22 milhões de metros cúbicos correspondem ao consumo diário de gás natural no país.

O contexto de mudanças relativamente recentes na indústria mundial de energia repercute, no Brasil, de várias formas, seja por meio do aumento do investimento de empresas privadas no país; seja através da introdução da competição nos segmentos de produção e comercialização de energia; seja, por último, mediante o papel relevante que o gás natural vem assumindo na transformação do perfil da matriz energética brasileira. Historicamente, a participação percentual do gás natural no consumo final de energia do país era, em 1970, muito baixa, apenas 0,1%, e ainda insignificante em 1980, com somente 0,7%, em 1990 uma participação de 1,8%, em 1998 de 2,2%, esperando-se que, com o crescimento da oferta de gás natural no Brasil e com uma maior utilização na termelétrica, este quadro histórico se modifique no curto e médio prazo, atingindo, ao final do ano de 2010, a expectativa de participação no consumo final de 12% (ANP, 2001).

Segundo a GásEnergia (2003), após a obtenção da concessão por parte da União, os produtores estão autorizados a dar início as etapas de exploração, extração e processamento do gás natural. Aos importadores se exige uma licença para que possam atuar neste segmento. Conforme regulamentação dos órgãos federais, a comercialização de energia só pode ser efetuada pelos produtores e importadores. Ambos são responsáveis por conduzir a matéria prima até os “*city-gates*” das transportadoras. Conforme a Agência Nacional do Petróleo (ANP), o transporte de gás natural canalizado não pode ser efetuado por empresas que comercializam o produto, excetuando-se a compra de volumes exclusivamente para consumo próprio. As transportadoras são, portanto, responsáveis unicamente pelos serviços de transporte até os pontos de entrega.

Além dos gasodutos de transporte, têm-se os de transferência e de distribuição. Os de transferência, que são de uso exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades, conduzem o gás até o local de processamento ou utilização.

A distribuição corresponde à fase final do fornecimento. Os gasodutos de distribuição conduzem o gás recebido das transportadoras até os consumidores, para diversos usos. Nesta etapa, o gás já deve estar atendendo as exigências das especificações para não ocasionar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima.

A Constituição Federal e a Lei nº 9.478, estipulam que a distribuição de gás natural canalizado com finalidades comerciais junto aos usuários finais é exploração exclusiva dos Estados, sendo exercida através de concessões ou diretamente.

Ainda, conforme a GásEnergia (2003), como vantagem econômica entre os combustíveis fósseis, para se conseguir o mesmo desempenho de qualquer quantidade de gás natural, o custo em dólar é 10% superior com óleo combustível e 85% maior com óleo “*diesel*” industrial. Nesses valores não estão sendo considerados os custos de transporte, estocagem e distribuição, bastante inferiores no caso do gás natural.

Nas termelétricas, o combustível utilizado vem sendo cada vez mais o gás natural, embora seja quase sempre dada a possibilidade de operar com um segundo combustível, como o diesel, para evitar interrupções no caso de problemas no suprimento do gás (GASNET, 2004).

#### **4.4. Custos da Usina**

A publicação *Projected Costs of Generating* (1998) emitida pela Organização para Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OECD), com informações fornecidas por

dezenove países sobre setenta e duas usinas, focando essencialmente as opções de usinas de carvão, gás natural e nuclear, mostra que geralmente as usinas a gás detêm custos de instalação ou construção bem inferiores as demais categorias. Os custos projetados de construção apresentados para as termelétricas de ciclo combinado acionadas a gás natural estão abaixo de 800 US\$/kW, com poucas exceções nos países pesquisados. O relatório apresenta dados de custos de instalação de duas usinas termelétricas de ciclo combinado, no Brasil, uma de 900 MW e outra de 450 MW, respectivamente com custos de 677 US\$/kW e 766 US\$/kW de capacidade instalada.

O relatório citado informa que em países pertencentes a OECD, a uma taxa anual de desconto de 5%, os custos com operação e manutenção (O&M) representam cerca de 20% do custo total de geração para usinas a carvão e nuclear e aproximadamente 10% para usinas a gás natural.

O relatório traz, para os países estudados, uma projeção para o ano de 2005 dos custos anuais de O&M de termelétricas a gás, variando de 6 a 50 US\$/kW, exceto para a Finlândia que excede 70 US\$/kW. Para as usinas do Brasil, acima mencionadas, o relatório aponta para uma projeção dos custos anuais de O&M de: 8,39 US\$/kW e 8,62 US\$/kW (US\$ de 01/07/1996 por kW de potência líquida por ano), respectivamente para as térmicas com capacidade de 900 MW e 450 MW.

Conforme Castro (2000) e Gomes *et al.* (2001) os padrões de investimento mundial situam-se entre 600 a 800 US\$/kW de capacidade instalada, o que vem a corroborar a informação mencionada anteriormente com relação aos custos de instalação.

No capítulo 7, durante o estudo de viabilidade econômica e financeira, foi adotado o custo de instalação de 766 US\$ por kW instalado, uma vez que o porte da usina considerada no

relatório citado é o que mais se aproxima daquele utilizado no estudo de caso. Pelo mesmo motivo, considerou-se um custo fixo anual de O&M de 8,62 US\$/kW. Em complemento aos custos de operação e manutenção, conforme Pinhel (2000), para o custo variável de O&M foi empregado o valor de 1,5 US\$/MWh, calculado sobre o montante de energia produzida no período, em MWh, e utilizado para estudo de uma usina termelétrica de 500 MW de potência.

O principal custo operativo da usina refere-se ao gasto com combustível, que corresponde ao produto do consumo de gás natural em um determinado período, em milhões de BTU (MMBTU), pelo preço do combustível em US\$/MMBTU.

Segundo Sá Júnior e Azevedo (2001) os custos envolvidos com o gás natural devem ser analisados criteriosamente uma vez que este representa cerca de 70% dos gastos anuais totais da planta.

Os gastos com seguros para os principais equipamentos instalados na usina, durante a fase de operação, ou seja, turbogeradores, auxiliares eletromecânicos e subestação elevadora, correspondem a um custo anual de aproximadamente 0,30% do valor desses equipamentos, conforme informações da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Uma vez que os preços normalmente publicados, se referem aos equipamentos no porto de origem e não incluindo a subestação elevadora, considerou-se a incidência dos seguros sobre 70% do total do investimento.

Um outro custo envolvido é a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica (TUST-RB), que se refere às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, ou seja, com tensão igual ou superior a 230 kV, que são aquelas necessárias para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema, e, portanto, gerando tarifas

aplicáveis a todos os usuários. Seu cálculo é realizado a partir de simulação com o Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, uma receita total a ser arrecadada e alguns parâmetros estabelecidos por meio da Resolução da ANEEL n.º 282, de 01 de outubro de 1999. Essa receita é composta da Receita Anual Permitida (RAP) a ser paga às concessionárias de transmissão, de parte do orçamento do ONS, de uma Parcela de Ajuste, correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior, e de uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

O estudo de caso abordado no capítulo 7, aplica a TUST–RB estabelecida pela ANEEL, através de sua resolução normativa nº 71, de 30 de junho de 2004, para a usina termelétrica TERMOPERNAMBUCO, com capacidade de 520 MW, correspondente ao valor de 2,679 R\$/kW.mês, em vigor até junho de 2005. Esta usina está instalada no município de Ipojuca, PE e está conectada a subestação de Pirapama, pertencente a CHESF.

## Capítulo 5

### Preços e o Mercado de Curto Prazo

O processo de formação de preço da energia elétrica depende basicamente da estrutura produtiva e das características eletroenergéticas de cada um dos mercados envolvidos. Diferentemente do que acontece em outros países, no Brasil, temos uma produção de energia proveniente de um sistema produtivo predominantemente hidráulico. Em outros mercados os geradores declaram o preço de que desejam vender, enquanto aqui temos uma sistemática em que os produtores declaram as suas disponibilidades técnicas de oferta de energia e o preço é calculado com base num modelo computacional de despacho hidrotérmico (SILVA, E., 2001).

Segundo o GCE (2002a) no mercado de curto prazo do setor elétrico brasileiro a formação do preço de curto prazo ou preço *spot* é realizada através do denominado despacho por custo. Este processo consiste em atender a demanda de energia pelo menor preço através do ONS. Os geradores são despachados por ordem crescente do custo variável de produção de cada um deles até que o somatório da geração possa atender a toda demanda do sistema. O preço da energia de curto prazo será então definido pelo custo de geração da última usina despachada, ou mais cara, que sinalizará o CMO a ser utilizado como preço *spot*.

Conforme Silva, B. (2001), o custo de atendimento de uma carga incremental de um submercado, em um dado instante, é denominado de custo marginal de curto prazo (CMCP) ou custo marginal de operação (CMO) e é utilizado na obtenção do preço *spot* de energia

elétrica, por submercado. Corresponde, normalmente, ao custo da usina a ser despachada em um certo instante em que ocorra uma carga incremental.

No entanto, a dificuldade na previsão dos preços de curto prazo decorre das incertezas de afluência futuras aos reservatórios das hidrelétricas. Além disso, é constatada uma grande assimetria na distribuição de probabilidade dos preços futuros.

No Brasil, a evolução futura do preço no mercado *spot* de energia elétrica sofre a influência dos seguintes fatores:

- Do crescimento do Produto Interno Brasileiro (PIB) ou da atividade econômica que será uma determinante para a previsão da demanda por energia;
- Das condições climáticas, ou seja, da maior ou menor ocorrência de chuvas que afetará os volumes dos reservatórios das usinas hidráulicas, em um sistema elétrico interligado e bastante dependente da hidrologia;
- Da expansão da oferta de energia elétrica, principalmente de usinas hidráulicas e térmicas, em atendimento as necessidades do mercado.

Em 2002, Melo define o preço de curto prazo ou *spot* como a derivada do custo operacional em relação à demanda:  $\partial z / \partial d$ , que pela teoria da programação linear equivale ao multiplicador simplex (variável dual)  $\pi_d$ . No mesmo texto, diz que, uma vez que o crescimento da demanda é atendido pelo aumento na produção do gerador marginal, conclui-se que o preço *spot* é o custo de produção do gerador marginal, ou seja:

$$\partial z / \partial d = \pi_d = c_j^*$$

Em um sistema puramente termelétrico e considerando estoques ilimitados de combustível, conforme Silva, E. (2001), uma decisão tomada hoje em relação a intensidade de produção não afeta a produção futura. A formação do preço de uma usina está ligada diretamente ao custo do combustível utilizado para produção de energia, independentemente da geração de outras termelétricas. Portanto, o despacho de um sistema termelétrico pode ocorrer pela ordenação dos grupos geradores em ordem crescente dos custos ou preços variáveis.

Diferentemente, no modelo hidrotérmico, o que significa ser constituído por usinas hidráulicas e térmicas, como o brasileiro, a vazão afluyente aos reservatórios das hidrelétricas pode ser armazenada nos períodos úmidos, quando os preços no mercado *spot* estão baixos, para ser utilizada na produção de energia nos períodos secos, quando os preços estão mais elevados. O mesmo não acontece com as usinas a fio d'água por não disporem das mesmas condições de armazenamento, tendo que ser despachadas.

## **5.1. O Modelo NEWAVE**

O programa computacional NEWAVE – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes, segundo Maceira *et al.* (2000), foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e emprega, no seu desenvolvimento, uma metodologia que se baseia na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). A partir de cenários, apresenta a solução que minimiza o custo de operação dentro do horizonte de estudo, levando em consideração: os requisitos esperados para demanda, a oferta de energia assegurada disponível e projetada para o futuro, as restrições de transmissão e de operação das usinas, a função de custo de déficit e as variações das vazões das bacias hidrográficas. O projeto NEWAVE apresenta, na sua metodologia de estratégia de operação hidrotérmica de longo

prazo, o cálculo para todas as possibilidades de combinações dos níveis dos reservatórios e tendências hidrológicas. Oferece, então, as condições de despacho das usinas por custo.

A operação de um sistema hidrotérmico requer um gerenciamento para a utilização da água armazenada nos reservatórios das usinas hidráulicas. Conforme a decisão adotada, os gastos com combustíveis utilizados pelas termelétricas poderão se tornar elevados ou serem minimizados. Ao se decidir por rebaixar o nível do reservatório, se estará decidindo por reduzir os custos com combustível das térmicas, porém, caso venha a ocorrer uma seca, no futuro, o sistema estará sujeito a um déficit de energia. Por outro lado, se a decisão for por aumentar a geração das termelétricas, poupando as reservas de energia hidrelétrica, e ocorrer no futuro um período intenso de chuvas, poderá acontecer dos reservatórios verterem, o que representaria desperdício de combustível e de recursos financeiros, uma vez que as usinas térmicas teriam operado sem necessidade. A figura 5.1 ilustra o processo de decisão e respectivas conseqüências na operação de sistemas hidrotérmicos.

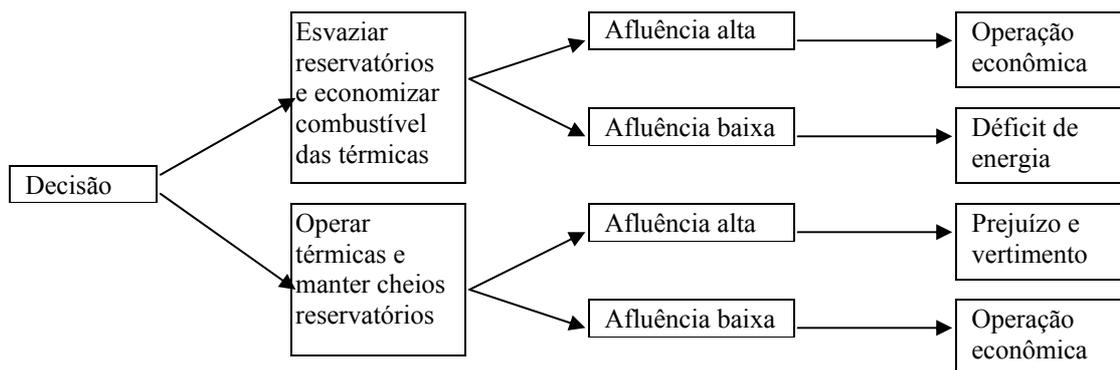


Figura 5.1 – Efeitos de decisões para os sistemas hidrotérmicos.

Em 2001, Silva, E. considerou que existe uma relação entre a presença de custos indiretos e os benefícios da geração hidrelétrica, tendo em vista que a água, armazenada nas usinas hidrelétricas, tem um valor indireto que está associado à oportunidade de evitar gastos com

combustível, deslocando uma térmica hoje ou no futuro. Dessa forma, concluiu que as variáveis do problema são não-separáveis no tempo.

Uma boa previsão de vazões é de uma importância fundamental para uma acertada estratégia de operação do sistema elétrico interligado, constituído de um número elevado de reservatórios sujeitos as diferentes sazonalidades das bacias hidrográficas, inclusive com complementaridade entre algumas delas.

O sistema de geração hidroelétrica é representado através do modelo equivalente de energia. Neste modelo, representa-se o parque gerador hidroelétrico de cada região por um reservatório equivalente de energia (MACEIRA *et al.*, 2000).

Conforme Melo (2002), as decisões operativas tomadas hoje afetam o custo futuro e interferem na confiabilidade futura do sistema, fazendo com que o despacho econômico se torne dependente do custo do déficit, que representa o custo da interrupção do fornecimento. Se o custo for bastante reduzido, o resultado será uma utilização excessiva dos reservatórios, caso seja muito alto representa que as usinas térmicas estão sendo despachadas em excesso. Os objetivos de uma operação econômica e da confiabilidade no atendimento à demanda, são antagônicos, a máxima economia de combustíveis no presente, devido à utilização dos reservatórios, pode levar a uma situação não desejável de desabastecimento no futuro. Já a máxima confiabilidade do sistema no futuro é atingida através das decisões mais onerosas no presente. O equilíbrio entre a operação e a confiabilidade, é conseguido por meio do custo de déficit. A determinação do custo de déficit é importante para uma operação adequada do sistema, porém é muito complexa.

Segundo Maceira *et al* (2000), o déficit de fornecimento de energia é representado no modelo NEWAVE por uma unidade termoelétrica de capacidade semelhante à demanda e com custo operativo igual ao custo que se atribui à interrupção no fornecimento de energia. De acordo com a profundidade considerada para o déficit de energia, esse custo pode ser variável.

Atualmente o ONS utiliza o modelo NEWAVE nos estudos voltados às suas atividades de planejamento da otimização da operação do sistema elétrico interligado, para um período de cinco anos, com estimativas mensais.

O sistema hidrotérmico tem como característica uma operação que influencia o custo operativo no próximo período, de tal forma que, uma decisão tomada hoje afeta o custo operativo futuro, mostrando que a operação deste sistema é um problema acoplado no tempo. Portanto, a melhor solução ou desejável, é um equilíbrio entre o benefício hoje da utilização da água dos reservatórios e o benefício futuro de seu armazenamento, traduzido pela economia de combustíveis nas usinas térmicas (MACEIRA *et al.*, 1999).

Conforme figura 5.2, a seguir, Melo, em 2002, apresenta e expõe que a operação de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato da utilização da água do reservatório com o benefício futuro do seu armazenamento. Na figura, a Função Custo Imediato (FCI) define os custos de produção por termelétricas no estágio  $t$ . Mostra o crescimento desses custos com o aumento da geração de energia de origem térmica e conseqüentemente uma diminuição da produção de hidrelétricas e um maior volume de água nos reservatórios. Ou seja, quanto maior o custo imediato, maior o armazenamento ao final do estágio  $t$ . Por outro lado, a Função Custo Futuro (FCF) é o valor esperado de geração térmica e de déficit de energia no princípio do estágio  $t + 1$  até o final do período estudado. A figura

apresenta que o custo futuro é mais elevado, quanto menor for o armazenamento nos reservatórios no final do estágio  $t$ , uma vez que a disponibilidade de energia no futuro é diretamente proporcional ao volume armazenado no final do estágio  $t$ . A FCF é obtida através de simulações de operação do sistema elétrico, com o uso probabilístico de séries hidrológicas, para cada um dos valores do nível de armazenamento no final do estágio  $t$ . Na figura, a sigla EARM representa a energia armazenada em cada um dos subsistemas.

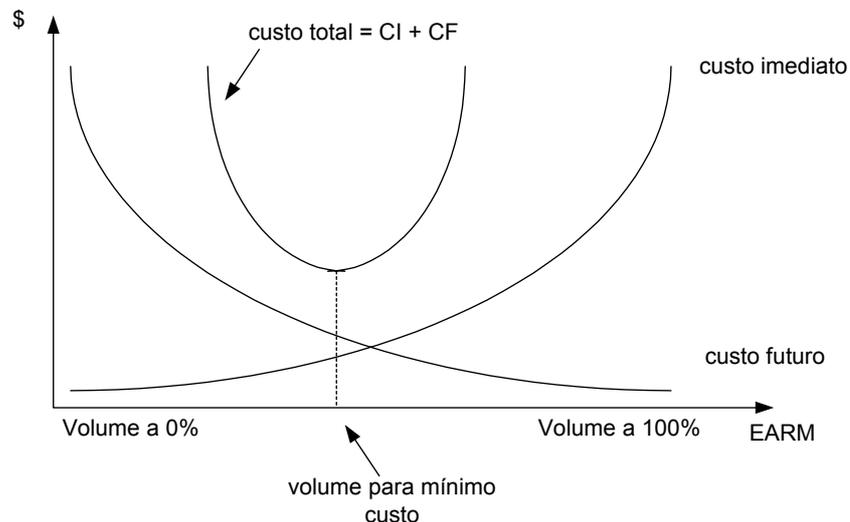


Figura 5.2 – Relação entre o custo imediato e o custo futuro versus armazenamento.

Ainda, como mostrado na figura 5.2 e segundo Melo (2002), o mínimo valor de FCI + FCF acontece no ponto de operação ótima, onde, as derivadas de FCI e FCF, em relação ao armazenamento, se igualam em módulo, uma vez que têm sinais opostos.

Conforme Pinhel (2000), uma vez solucionado o problema de otimização operacional, onde são mostrados mês a mês, a produção de energia térmica e hidráulica, o armazenamento e o vertimento de água, simulam-se diversas alternativas de afluência, a partir de séries históricas

anuais observadas ou de usualmente 2000 séries sintéticas geradas pelo modelo gerenciador de vazões, GEVAZP. Através das simulações, se obtém os valores de: energia gerada, vertimento e armazenamento de água, déficit (energia não suprida), custo de operação (R\$/MWh) e intercâmbio de energia entre subsistemas. Com esses dados é possível calcular valores esperados, considerando séries equiprováveis e elaborar histogramas dos custos marginais de operação.

Continuando, em 2000, Pinhel descreve que além da FCF, os principais resultados obtidos do NEWAVE são os seguintes:

- Séries de valores mensais de geração hidráulica (em MW médios), por subsistema;
- Valores mensais de geração térmica (em MW médios), por subsistema, e por classe de usina termelétrica declarada. Tal informação possibilita, conforme o número de séries hidrológicas consideradas, identificar os possíveis cenários de despacho e estimativa de consumo de combustível, para uma térmica que se deseja avaliar;
- Valores mensais esperados dos custos marginais de operação, por subsistema;
- Valores de intercâmbio de energia entre subsistemas;
- Quantidades de energia não suprida, em MWh, e o déficit do mercado, em %, ou seja, fornece o risco de déficit para o quadro de oferta e demanda considerado e permite avaliar o seu grau de ajustamento;
- Análise do impacto causado por diferentes previsões de demanda e de modificações nos cronogramas de obras de expansão da geração, nos custos do sistema e despacho das térmicas.

## 5.2. Despacho da Usina

Segundo Silva, B. (2001), o despacho de uma usina é definido de forma centralizada e com base em ferramentas de otimização, sendo caracterizado pelos seguintes aspectos:

- Os geradores hidrelétricos informam ao ONS os dados técnicos de suas usinas, incluindo níveis de armazenamento, vazões afluentes e disponibilidade das turbinas;
- Os geradores térmicos também submetem ao ONS os dados técnicos de suas usinas, além dos preços dos combustíveis e seu consumo por unidade de energia produzida;
- Os participantes do mercado pelo lado da demanda submetem seus dados de carga;
- Os preços de energia no mercado *spot* são então obtidos com base nos custos marginais de curto prazo, calculados por um modelo de otimização;
- A metodologia de obtenção dos preços *spot* é definida no âmbito de um acordo celebrado entre os participantes do Mercado Atacadista de Energia (atualmente CCEE);
- O despacho da geração é controlado de forma independente pelo ONS.

Como mostra Silva E. (2001), no modelo brasileiro, denominado de *tight pool*, o despacho é feito baseado na oferta de preços dos geradores termelétricos e no custo do déficit. Os geradores hidráulicos não fazem oferta de preços para que o ONS realize o despacho.

As hidrelétricas com menores valores de água, seguidas das usinas térmicas com menores custos de combustíveis, têm preferência de despacho. Assim, objetivando o mínimo custo de operação, os geradores que se encontram disponíveis são despachados por ordem de mérito.

A parcela flexível da usina só é despachada a partir do momento em que o custo marginal de operação supera o custo operativo da termelétrica, aumentando a sua produção até quando o custo marginal de operação se apresenta inferior ao custo operativo da usina, ocasião em que esta passa a operar apenas a parcela inflexível, caso a planta não seja totalmente flexível. Volta, assim, a situação de geração na potência mínima (PINHEL, 2000).

# Capítulo 6

## Fluxos de Caixa e Critérios de Análise

Neste capítulo é abordada a geração de fluxos de caixa do projeto, nos seus diversos aspectos de entrada e saída dos recursos financeiros, projetados ao longo de sua vida útil ou período de estudo, aqui considerado como igual a 20 anos. Mostra, ainda, a metodologia a ser utilizada para análise econômico-financeira, sob a perspectiva do investidor, em duas categorias de estudo, uma determinística e uma probabilística, considerando três cenários de custo de capital próprio.

### 6.1. Fluxos de Caixa do Projeto

A base para análise de um investimento é a montagem de fluxos de caixa futuros, que consiste em se considerar um período de estudo, onde normalmente se adota como igual à vida útil ou horizonte de análise do empreendimento. Este é geralmente separado em intervalos mensais ou anuais e o investimento ocorre na maioria dos casos na data zero (quando anual), podendo em alguns projetos, a exemplo de usinas hidrelétricas, ocorrer durante alguns anos.

Para as demais datas, segue-se a composição de previsões de receitas operacionais (entradas) e de desembolsos (saídas).

O quadro a seguir apresenta os itens que compõem os fluxos de caixa do projeto ao longo de sua vida útil.

QUADRO 6.1 – Itens de composição dos fluxos de caixa do projeto.

Item	Entradas
1	Receita direta operacional bruta e outras receitas operacionais
2	Receitas indiretas
	Saídas
3	Investimento
4	Despesas operacionais
4.1	- PIS (Programa de Integração Social)
4.2	- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social)
4.3	- CPMF (Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira)
4.4	- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica)
4.5	- RGR (Reserva Global de Reversão)
4.6	- P&D (Pesquisa e Desenvolvimento)
5	Custos operacionais
5.1	- Compra de combustível
5.2	- Custos fixos de O&M
5.3	- Custos variáveis de O&M
5.4	- Seguro
5.5	- TUST - RB (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica)
6	Despesas financeiras
6.1	- Juros sobre o capital de terceiros
6.2	- Juros durante a construção
7	CSLL (Contribuição Social sobre Lucro Líquido)
8	Provisão para imposto de renda
9	Amortização do financiamento
	Fluxos de caixa:
10	Entradas - Saídas

Não estão sendo consideradas outras possíveis fontes de receita provenientes da venda de vapor e água quente, mas unicamente a venda de energia elétrica no mercado de longo prazo, através de contratos bilaterais, e no de curto prazo.

Segundo Copeland *et al.* (2002), a abordagem do fluxo de caixa descontado está baseada no conceito que um investimento cria valor se produzir retorno superior ao que seria possível de obter em investimentos de mesmo nível de risco. Dito de outra forma, para um certo nível de lucratividade, aquela empresa que obtém um retorno mais elevado sobre o investimento terá que investir menos recursos de capital e, dessa maneira, produzirá fluxos de caixa e valor mais elevados. Conforme os autores, na maioria dos casos, o fluxo de caixa descontado é um modelo mais simples de se trabalhar, uma vez que incorpora parâmetros de avaliação importantes, tais como o investimento e o risco.

São duas as maneiras de avaliação por fluxo de caixa descontado: a primeira delas é efetuar a análise da participação acionária do projeto e a segunda é avaliar a empresa como um todo, incluindo, a participação acionária e dos demais detentores de direitos na empresa, ou seja, acionistas preferenciais, detentores de bônus, etc. Nos dois caminhos, os fluxos de caixa e taxas de desconto são diferentes, embora ambos descontem fluxos de caixa esperados. No primeiro, denominado fluxo de caixa do acionista, o patrimônio líquido é obtido descontando-se os fluxos de caixa após a dedução de todas as despesas, benefícios fiscais, e pagamento de juros e principal, a taxa de retorno exigida pelos investidores sobre o patrimônio líquido da empresa. No segundo, o valor da empresa é alcançado descontando-se os fluxos de caixa, após a realização de todas as despesas operacionais e impostos, antes do pagamento de dívidas, pelo custo médio ponderado de capital (DAMODARAN, 2002).

O presente trabalho aborda a análise de investimento dos fluxos de caixa do acionista.

Para um período  $n$  qualquer, na perspectiva do acionista, podem-se representar os fluxos de caixa do projeto pela seguinte expressão:

$$FC_t = -I_t + (R_t - C_t - J_t) \times (1 - T_t) + DEP_t \times T_t - Q_t + RES \pm CG_t \quad (6.1)$$

Onde:

$FC_t$  = fluxo de caixa do projeto no período  $t$ ;

$I_t$  = investimentos realizados com recursos próprios em ativos fixos;

$R_t$  = receita líquida (receita bruta descontada das despesas operacionais);

$C_t$  = custos operacionais;

$J_t$  = juros de empréstimos e financiamentos contraídos;

$DEP_t$  = parcela de depreciação dos investimentos realizados em ativos fixos;

$T_t$  = alíquota do imposto de renda adicionada da taxa de CSLL;

$Q_t$  = quotas de amortização do principal de empréstimos e financiamentos contraídos;

$RES$  = valor residual no último período do projeto, não sendo considerado nos demais; e

$CG_t$  = investimento em capital de giro, que representa uma saída nos fluxos de caixa. No último período o capital é integralmente recuperado, entrando com valor positivo no fluxo de caixa. Para os demais períodos essa recuperação poderá ser parcial, quando da redução da necessidade de capital de giro (valor positivo), ou um aumento de investimento (valor negativo).

Na equação 6.1, a segunda parcela representa o lucro bruto do projeto depois dos impostos, a terceira parcela corresponde ao benefício fiscal da depreciação e os demais termos: aos investimentos com capital próprio e de terceiros, ao valor residual líquido e investimentos em capital de giro.

Na análise de um projeto, são considerados os fatores econômicos e financeiros, a exemplo, da rentabilidade do projeto e da disponibilidade de recursos para financiamento do

empreendimento. Os fatores ditos imponderáveis ou intangíveis não serão considerados no presente estudo.

### **6.1.1. Receita direta operacional bruta**

A receita do empreendimento dar-se-á basicamente a partir da venda da energia elétrica, seja no longo prazo, através de contratos bilaterais, ou no mercado *spot*.

Existem hoje no sistema elétrico brasileiro quatro submercados: Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte, denominados submercados 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

Os preços praticados no mercado *spot* para cada um dos submercados ou subsistemas são variáveis baseadas, principalmente, nas condições hidrológicas e de restrições elétricas de intercâmbio.

No caso da usina produzir menos do que o estipulado no contrato bilateral, o produtor é obrigado a comprar a diferença no mercado *spot*, honrando o seu contrato, e caso produza mais, por despacho do ONS, poderá vender o superávit ao preço do mercado de curto prazo.

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), aqui denominado “preço *spot*”, é calculado e divulgado semanalmente pela CCEE, tendo como base o Custo Marginal de Operação, com limitação de preços mínimo e máximo. A liquidação ocorrerá *ex-post*, no máximo com base mensal (MME, 2003).

Segundo Melo (2002), a equação (6.2), a seguir, mostra como calcular a receita direta operacional bruta referente a venda da produção de energia elétrica de uma usina. Observa-se

que as duas primeiras parcelas se anulam quando a energia produzida e contratada no mesmo submercado tem quantidades iguais, resultando a receita prevista nos contratos bilaterais. Quando o montante de energia gerada é maior ou menor que o contratado, a diferença entre ambos, valorados ao preço *spot*, é adicionada ao somatório do produto da energia contratada pelo preço de contrato.

$$R_t = E_g \times P_{spot}^{su} - \sum_{i=1}^n (E_c \times P_{spot}^{sc} - E_c \times P_c) \quad (6.2)$$

Onde:

$R_t$  = receita direta operacional bruta no período t;

$E_g$  = energia gerada;

$P_{spot}^{su}$  = preço *spot* no submercado da usina;

$E_c$  = energia contratada pelo contrato i

$P_{spot}^{sc}$  = preço *spot* no submercado do contrato i;

$P_c$  = preço da energia do contrato i;

$n$  = número de contratos bilaterais.

### 6.1.2. Receitas indiretas

Correspondem as receitas indiretas: o valor residual, a receita financeira de aplicação do caixa e a recuperação do capital de giro.

Normalmente o valor residual representa a soma do valor do terreno, ao término do projeto, com o que se consegue adquirir com a venda do que restar dos equipamentos ao final de sua vida útil. O valor residual ou salvado e o saldo do capital de giro são adicionados aos valores de entrada do fluxo de caixa ao final do período de estudo, após o desconto das devidas tributações.

### **6.1.3. Despesas operacionais**

No desenvolvimento dos fluxos de caixa, para cálculo das deduções da receita operacional bruta se considera os seguintes impostos, taxas e contribuições, conforme procedimento abaixo descrito:

PIS/PASEP - 1,65% e COFINS - 7,60%, incidentes sobre a diferença, entre: a receita operacional bruta e as despesas de material, combustível, serviços de terceiros, parcela de depreciação e energia elétrica comprada para revenda; conforme as Leis nºs 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003 e 10.865 de 30 de abril de 2004.

CPMF - 0,38%, incidente sobre a receita operacional bruta.

TFSEE - Valor calculado conforme detalhes a seguir. Este valor é abatido da RGR conforme artigo 9º da Lei nº 8631, de 4 de março de 1993.

RGR - 2,50% da diferença entre o imobilizado em operação e a depreciação acumulada, limitada a 3,0% da diferença da receita operacional bruta com o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), o que for menor. A RGR final corresponde a RGR calculada anteriormente menos a TFSEE. Regulamentada pela resolução ANEEL nº 023 de 5 de fevereiro de 1999, a RGR está em vigor até o ano de 2010.

**P&D** 1% incidente sobre a receita operacional líquida do empreendimento, conforme Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. A receita operacional líquida corresponde à diferença entre a receita operacional bruta e os impostos diretos (PIS, COFINS, CPMF, TFSEE, RGR e ICMS).

A TFSEE foi criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Em seguida, o decreto nº 2.410 de 28 de novembro de 1997 estabeleceu que a TFSEE é anual, que deve ser recolhida diretamente a ANEEL e diferenciada em função das modalidades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sendo calculada por essa agência. Corresponde a uma taxa de 0,5% sobre o benefício econômico estipulado pela ANEEL. A taxa de fiscalização incidente sobre a atividade de geração,  $TF_g$ , é então calculada, conforme esse decreto, pela seguinte fórmula:

$$\boxed{TF_g = P \times G_u} \quad (6.3),$$

Onde:

$$G_u = 0,5/100 \times B_g \quad \text{e} \quad B_g = (P_{ag} - dec - dat)/(D_{pg}),$$

Sendo:

$TF_g$  = valor anual da taxa, expresso em R\$;

$P$  = somatório mensal das potências nominais instaladas, dividido por doze, em kW;

$G_u$  = 0,5% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração da atividade de geração ( $B_g$ ), em R\$/kW;

$P_{ag}$  = produto anual da exploração, expresso em R\$;

$dec$  = valor anual da despesa com energia elétrica comprada para revenda alocada ao fluxo comercial da geração, em R\$;

$dat$  = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, em R\$;

$D_{pg}$  = valor médio mensal da demanda de potência faturada no fluxo comercial da geração, correspondente à energia própria gerada, em R\$.

O Despacho da ANEEL de nº 1005, de 24 de dezembro de 2003, fixa em R\$ 284, 81 por kW instalado, o valor do benefício econômico para determinação da TFSEE dos autoprodutores e produtores independentes, para o ano de 2004.

Uma vez descontados da receita operacional bruta, os impostos diretos e deduções anteriormente listadas, o resultado é a receita operacional líquida do empreendimento.

#### **6.1.4. Custos operacionais**

Os custos operacionais ocorrem durante todo o período de vida útil das máquinas, estando a usina em operação.

Estão sendo considerados os seguintes custos operacionais dentro dos fluxos de caixa do empreendimento:

- Compra de combustível;
- Custos fixos, relativos à operação e manutenção da usina;
- Custos variáveis, correspondentes à parcela variável de operação e manutenção e que é função da geração efetiva da usina;
- Seguro, considerado como uma parcela fixa anual;
- TUST – RB;

- Depreciações lineares, referentes ao total do investimento em ativos fixos, por um período de 20 anos, correspondem à taxa anual de depreciação de 5%, estipulada pela resolução ANEEL nº 44, de 17 de março de 1999, para turbinas a gás.

Todos os itens anteriores, com exceção da depreciação linear, foram anteriormente abordados no item 4.4 – Custos da Usina.

A parcela de depreciação apesar de ter sido incluída acima como custo, não representa um desembolso efetivo de caixa, mas sim, a recuperação do capital investido ao longo da vida útil do projeto. Em termos contábeis é utilizada para a redução da base tributária, entrando unicamente para o cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Entre os vários critérios de cálculo da depreciação adotou-se o método linear, onde, conforme Martelanc (2005), no Brasil, a metodologia mais adotada para apuração do imposto de renda e empregada por quase todas as empresas consiste na depreciação linear. Nesse método, o investimento é dividido em um número de parcelas iguais, sendo cada uma delas lançada em um período a título de depreciação.

#### **6.1.5. Despesas financeiras**

As despesas financeiras se referem, basicamente, ao financiamento com capital de terceiros, quando este existir, ou seja: ao pagamento de juros sobre o capital financiado, aos juros durante o período de construção, a taxa de abertura, a taxa de administração e outras específicas inerentes à captação de recursos. Dessas despesas com o empréstimo, o pagamento de juros e da amortização dos juros capitalizados durante o período de construção

são dedutíveis do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido. Caso, os juros tenham sido pagos durante o período de construção, existe a possibilidade de se utilizar o benefício fiscal para um período após o término das obras, quando é esperada a entrada de receitas do empreendimento.

#### **6.1.6. Contribuição social sobre lucro líquido**

A alíquota da Contribuição Social sobre Lucro Líquido – CSLL, de 9%, incide sobre o lucro líquido do empreendimento, sendo este igual a receita líquida subtraída do custo operacional e das despesas financeiras dedutíveis da base tributária.

#### **6.1.7. Provisão para imposto de renda**

As alíquotas do imposto de renda para pessoas jurídicas incidem sobre diferentes limites do lucro real, presumido ou arbitrado. Para a parcela do lucro até R\$ 240.000,00 a alíquota é de 15% (quinze por cento). A parcela do lucro bruto que exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração, se sujeita à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento). Assim, no caso de exceder esse limite, dentro de um período de apuração de um ano, tem-se:

$$\text{IR} = 15\% (\text{Lucro bruto}) + 10\% (\text{Lucro bruto} - \text{R\$ } 240.000,00)$$

A sistemática de tributação sob o lucro real é disciplinada pelos artigos 246 a 515 do Regulamento do Imposto de Renda (Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999).

A partir de 01.01.2003, a pessoa jurídica cuja receita bruta total, no ano-calendário anterior, tenha sido igual ou inferior a R\$ 48.000.000,00 (quarenta e oito milhões de reais), ou a R\$ 4.000.000,00 (quatro milhões de reais), multiplicado pelo número de meses de atividade do ano-calendário anterior, quando inferior a 12 (doze) meses, poderá optar pelo regime de tributação com base no lucro presumido (PORTALTRIBUTÁRIO,2004).

#### **6.1.8. Amortização do financiamento**

A amortização refere-se ao pagamento do principal de empréstimos e financiamentos contraídos no mercado financeiro. Não é dedutível para o cálculo do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido.

Este trabalho adota e compara, no estudo de caso, dois planos ou sistemas de amortização de financiamento, sendo o primeiro, o Sistema de Amortização Constante (SAC) e o segundo, o Sistema Price ou Tabela Price, que é um caso particular do Sistema Francês.

#### **6.1.9. Valor residual após os impostos**

O valor residual de um ativo, na data terminal do projeto, é igual ao seu preço de venda subtraído das despesas com a preparação do ativo para venda e do imposto de renda. Este

imposto, que pode ser positivo ou negativo, incidirá sobre o ganho de capital correspondente a diferença entre o preço de venda, já deduzido das despesas, e o valor contábil do ativo. Considerou-se, na análise dos fluxos de caixa do projeto, um valor residual correspondente apenas ao valor contábil do terreno, não havendo, portanto, gastos relativos ao imposto de renda e contribuição social, na alienação desse imóvel.

#### **6.1.10. Capital de giro**

Os investimentos em capital de giro correspondem às saídas dos fluxos de caixa do projeto de investimento e representam, segundo Costa e Atte (1990), a soma dos investimentos médios em estoques e em contas a receber subtraídos dos investimentos em contas a pagar.

O valor médio do estoque a ser mantido para a produção de energia elétrica é desprezível, uma vez que o combustível (gás natural) não é estocado, vindo diretamente da distribuidora, resumindo-se a alguns itens para manutenção dos equipamentos. Dessa forma, o cálculo do capital de giro estaria limitado à diferença entre investimentos em contas a receber e a pagar.

Caso se verifique uma redução na necessidade de capital de giro, para um determinado ano, o decréscimo anual é acrescentado no fluxo de caixa como uma recuperação do investimento em capital de giro.

Ao final da vida útil do empreendimento ou do estudo, o montante referente a capital de giro é incluído como entrada no fluxo de caixa do projeto.

Segundo Lapponi, 2000b, o capital de giro é um investimento que não é considerado na depreciação nem na tributação, estando o custo pelo uso desse capital sujeito apenas ao projeto de investimento.

## 6.2. Critérios de Análise

Grande parte das análises de investimento, do ponto de vista econômico, adotam todos ou alguns dos seguintes critérios: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interno de Retorno (TIR), Série Uniforme Equivalente, Pay Back Period e Razão Benefício / Custo.

Nesta dissertação, devido a grande variedade de séries hidrológicas utilizadas (2000 séries sintéticas), foram utilizados os modelos NEWAVE, versão 10.2, e ANAFIN (Sistema Computacional para Análise Econômico-Financeira de Projetos Elétricos), versão 3.1, desenvolvidos pelo CEPEL em parceria com a ELETROBRÁS.

O programa computacional ANAFIN utiliza como indicadores econômicos o VPL e a TIR, mesmos critérios seguidos na análise dos fluxos de caixa de cada um dos cenários do estudo de caso. Essas metodologias transportam valores monetários no tempo, utilizando-se de juros compostos e baseados na matemática financeira.

Uma vez que as diversas alternativas para o projeto apresentam a mesma vida útil, a comparação entre os fluxos de caixa ocorrerá pela aplicação do método do VPL, onde se considera o projeto mais rentável, aquele de maior VPL. A mesma avaliação comparativa para vários projetos de investimento através do critério da TIR, segundo Ferreira (2000), não é condição suficiente para aceitação ou rejeição de alternativas, havendo a necessidade de se determinar a “taxa de investimento incremental”. Ou seja, para tal, é realizada a análise do fluxo de caixa resultante da diferença entre cada duas possibilidades de projeto, resultando na exclusão de uma delas, sucessivamente, até que se obtenha a melhor das alternativas, conforme regiões onde se localiza a taxa mínima de atratividade.

### 6.2.1. Critérios do VPL e da TIR

Já em 1973, Fleischer menciona que a metodologia básica do VPL tem como característica essencial o desconto para o valor presente de todos os fluxos de caixa esperados dentro de uma decisão de investimento. Dessa forma, é satisfeito o requisito básico de que as alternativas devam ser comparadas monetariamente em um ponto comum no tempo ou “data presente” (ponto de referência), definida como o tempo em que começa a vida do projeto.

O Valor Presente Líquido é uma metodologia que faz a soma na data zero dos saldos entre receitas ( $R_t$ ) e custos ( $C_t$ ) nos períodos do fluxo de caixa, incluindo o investimento e valor residual, descontados, dentro do tempo de estudo ( $n$ ) a uma “taxa mínima de atratividade ou custo de capital ( $i$ )”, conforme mostra a equação (6.4) a seguir:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (6.4)$$

Quando o VPL é positivo, pode-se afirmar que há uma estimativa de que o investimento será remunerado adequadamente a uma taxa superior ao custo de capital ou taxa mínima de atratividade e, ocorrendo o previsto, estará sendo agregado um valor igual ao VPL no patrimônio do investidor.

O VPL sendo igual a zero significa que é indiferente aceitar ou não o projeto e deve ser rejeitado quando negativo.

Para taxa de desconto que faz com que o VPL se torne nula dar-se a denominação de Taxa Interna de Retorno (TIR). De outra forma, é a taxa de juros em que o valor presente líquido dos recebimentos ( $R_t$ ) e custos ( $C_t$ ), é zero, sendo ( $n$ ) o número total de períodos de juros nos quais se dão os fluxos de caixa. Portanto, o projeto poderá ser aceito quando a TIR for maior que a taxa mínima de atratividade, indiferente quando igual a esta e rejeitado quando menor.

A TIR é a medida de lucratividade do projeto que satisfaz a equação (6.5) a seguir:

$$\boxed{\sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1 + TIR)^t} = 0} \quad (6.5)$$

A solução algébrica dessa equação não é simples, fazendo-se necessário uma aproximação por ensaio e erro. Torna-se mais adequada, a utilização de calculadoras financeiras, de programas computacionais e até mesmo de tabelas, onde, neste caso, a interpolação linear se fará necessária em determinadas situações.

Segundo Emery (2004), a diferença entre o valor presente estimado do fluxo de caixa futuro de um ativo, a uma taxa de retorno requerida, e seu valor de investimento é o VPL do ativo. Um VPL positivo aumenta a riqueza porque o ativo vale mais do que o investimento, enquanto o VPL negativo decresce a riqueza porque o ativo custa mais do que é avaliado. Por outro lado, um VPL nulo corresponde à taxa requerida, o que representa um valor “justo”. O retorno requerido é a mínima taxa que se deseja ganhar a fim de se realizar o investimento. Corresponde a taxa de retorno que reflete exatamente o risco dos fluxos de caixa futuros esperados ou ao retorno que o mercado requereria de um investimento de risco

idêntico. No processo de escolha de investimentos de longo prazo, o retorno requerido recebe diferentes nomes, sendo o termo “custo de capital” o mais utilizado.

Tendo em vista a inevitável incerteza referente às estimativas de futuros eventos, é fundamental que medidas, como o valor presente e a taxa de retorno, sejam qualificadas apropriadamente. Estes valores do projeto são, na melhor das hipóteses, apenas valores esperados e os recebimentos e desembolsos futuros nunca são conhecidos com absoluta certeza. Por outro lado, existe, uma incerteza não-mensurável ligada ao custo de capital, no que diz respeito ao capital de participação. Porém, é um procedimento aceitável o uso do custo de capital (ou a melhor estimativa dele) como uma taxa mínima de atratividade, parecendo ser a abordagem que oferece a base racional mais razoável, embora o custo de capital apresente certas dificuldades inerentes à sua mensuração (FLEISCHER, 1973).

Segundo Lapponi (2000b), no que diz respeito à taxa mínima requerida ( $i$ ), são duas as formas de se realizar as estimativas mais relevantes dos fluxos de caixa do projeto de investimento:

- Caso as estimativas das receitas e custos dos fluxos de caixa sejam indexadas através de *índices* adequados, a avaliação do investimento deverá ser feita com a taxa requerida ( $i$ ) em termos nominais, ou seja, com uma taxa de juros constituída pela composição da taxa de indexação com a taxa real;
- Se para as estimativas das receitas e custos não forem considerados os efeitos inflacionários futuros, deverá ser utilizada uma taxa requerida ( $i$ ) real ou taxa real de juros para a análise do fluxo de caixa. Dessa forma, a mesma taxa de variação de preços será adotada para todas as estimativas.

Neste trabalho os fluxos de caixa são analisados em moeda constante, onde se utiliza o dólar, como referência, para os valores de entrada e saída. Ou seja, as estimativas de receitas, custos e outras não sofrem os efeitos da inflação interna e externa.

### **6.2.2. Análise de sensibilidade**

Entre os métodos de tratamento das incertezas adota-se aqui a análise de sensibilidade, que avalia o efeito produzido na rentabilidade dos fluxos de caixa do projeto, ao se modificar isoladamente cada uma dos parâmetros de entrada até a estimativa do seu limite superior e inferior. Permite identificar os parâmetros aos quais os indicadores financeiros são mais sensíveis e, conseqüentemente, exige uma maior precisão na sua análise.

Segundo Costa e Attie (1990), um dos objetivos de se efetuar a análise de sensibilidade é de se verificar quais dos dados empregados influenciam mais o resultado do estudo. Uma vez, que uma das possibilidades de se diminuir a incerteza é melhorar a qualidade dos dados, principalmente aqueles que mais afetam o resultado. Sendo, também de utilidade para a análise qualitativa dos “riscos do projeto”, quando se é possível observar os valores críticos das variáveis mais importantes para a viabilidade do projeto, o que vem a auxiliar na tomada de decisão.

Emery (2004), considera importante manter em mente a relação entre o custo de capital, fluxos de caixa esperados e valor presente. Afirma que o valor presente depende do custo de capital e dos fluxos de caixa esperados. Quando um dos três parâmetros muda, pelo menos um dos outros deve também se modificar. Assim, se o custo de capital aumenta, o valor presente

irá decrescer se os fluxos de caixa não se alterarem. De forma semelhante, um crescimento nos valores dos fluxos de caixa do projeto irá aumentar o valor presente se o custo de capital, e, por conseguinte, o risco, não tenha se alterado. No entanto, o valor presente pode permanecer constante mesmo que haja mudanças tanto nos fluxos de caixa como no custo de capital (taxa de retorno requerida).

Uma vez que não se tem controle dos acontecimentos futuros, mudanças nas principais estimativas referentes ao investimento, são passíveis de provocar alterações no valor do VPL do projeto, que podem reverter à posição de se investir. Portanto, a análise de sensibilidade pode ser considerada um procedimento que indicará de quanto o VPL mudará, mediante os efeitos das variações de uma estimativa relevante dos fluxos de caixa de investimento (LAPPONI, 2000b).

### **6.2.3. Incertezas, riscos e estudos probabilísticos**

A distribuição estatística de um fluxo de caixa é desconhecida quando avaliada sob condição de incerteza, e para definição das variáveis em determinados cenários de conjunturas econômicas, sociais e políticas, se requer em geral, a opinião de especialistas.

As avaliações em situações de incerteza consideram métodos como: Análise de Sensibilidade, Princípio de Dominância, Critério do Maximax, Critério do Maxmin, Critério de Hurwicz, Método de Laplace, Método de Savage e Técnicas baseadas na teoria sobre Fuzzy Sets.

Neste trabalho a incerteza cambial considera a opinião de especialistas, traduzida em modelos computacionais que estão constantemente sendo atualizados, ou seja, na elaboração do estudo

de caso é considerada a previsão cambial do Banco Central do Brasil. Para as demais situações de incerteza, adota-se o critério de análise de sensibilidade, abordado no item 6.2.2.

Na situação de risco, a distribuição de probabilidade ligada aos eventos futuros é conhecida. A literatura indica que, em princípio, pelo menos três critérios são utilizados: o do Futuro Mais Provável, o da Expectância ou da Esperança Matemática e o da Expectância-Variância. Dada as variáveis que influenciam o retorno do capital investido e fugindo o usual em algumas literaturas, as situações de risco são aqui estudadas considerando-se os desvios padrão, coeficientes de variação, percentis dos VPL's e a probabilidade de ocorrência de VPL's negativos, para cada um dos casos simulados.

Conforme Gitman (1997), em termos de orçamento de capital, o risco corresponde à probabilidade de que o projeto seja considerado rejeitado por ter um VPL menor do que zero ou uma TIR inferior ao custo de capital ou, ainda, devido ao grau de variabilidade dos fluxos de caixa. Projetos com pequena chance de aceitação e com grandes amplitudes de fluxos de caixa esperados estão mais sujeitos a riscos do que aqueles que aparecem com mais condições de aceitação e apresentam uma baixa amplitude de fluxos de caixa esperados. Uma vez que o investimento inicial é normalmente conhecido com um bom grau de certeza, o risco decorre quase integralmente das entradas de caixa, por serem, geralmente, o reflexo de variáveis que possuem riscos. Assim, com o objetivo de se avaliar o risco de um investimento de capital, é necessário observar se a probabilidade de entradas de caixa é grande o suficiente para possibilitar a aprovação do projeto.

Para definição dos melhores níveis de contratos de energia, no longo e no curto prazo, bem como da flexibilidade de contratação do combustível, faz-se o uso de projeções dos

programas decenais de oferta da geração e de demanda do mercado, associadas às previsões hidrológicas e de otimização da produção de energia. Estas estão baseadas em séries históricas e sintéticas das vazões dos rios brasileiros, bem como, nas restrições das interligações elétricas entre submercados e na importação de energia elétrica.

Em princípio, além das possíveis alterações futuras nos quadros de oferta e demanda de energia, há a possibilidade de ocorrência de variados regimes hidrológicos. Todos esses fatores, isoladamente ou em conjunto, afetam os preços da energia no mercado de curto prazo e conseqüentemente, repercutem nos fluxos de caixa do projeto e nos seus resultados, de forma positiva ou negativa, conforme a situação que se apresente. Para essas situações, são consideradas as seguintes expressões na análise probabilística de investimento:

$$E(VPD) = \sum_{t=0}^n \frac{E(R_t - C_t)}{(1+i)^t} \quad (6.7)$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{E(R_t - C_t)}{[1 + E(TIR)]^t} = 0 \quad (6.8)$$

Essas expressões representam uma extensão das equações (6.5) e (6.6), onde se tem que:  $E(VPL)$ ,  $E(R_t - C_t)$  e  $E(TIR)$  correspondem, respectivamente, aos valores esperados ou esperanças dos VPL's e das TIR's dos fluxos de caixa. Ao se considerar as séries sintéticas de afluições hidrológicas como equiprováveis, os cálculos do VPL e da TIR esperados são obtidos das médias aritméticas dos valores amostrais. A taxa de desconto "i" reflete o risco de

mercado do setor, sob a perspectiva do investidor, onde, para o estudo de caso, nos capítulos seguintes, são analisados três cenários alternativos.

O grau de dispersão de dados numéricos em torno de sua média chama-se variação ou dispersão dos dados. Uma das medidas do nível de dispersão é o desvio padrão (SPIEGEL,1994)

A medida de risco, sob a ótica do desvio padrão de uma variável (resultados amostrais dos fluxos de caixa), corresponde à raiz quadrada da variância dos dados observados e corresponde, segundo Lapponi (2000a), a seguinte equação (6.9):

$$S_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (6.9)$$

Onde,

$S_x$  = desvio padrão da amostra

$X_i$  = variável com n valores

$\bar{X}$  = média da variável  $X_i$ , e

n = número de observações

Segundo Lapponi (2000a), o desvio padrão tem duas características importantes:

- Considera que os desvios se distriuem homogeniamente em torno da média;
- É uma medida absoluta.

Com a média e o desvio padrão dos fluxos de caixa de cada período é possível calcular a média ou valor esperado e o desvio padrão da distribuição do valor presente líquido, descontando-se os somatórios desses valores à taxa de desconto “i”.

Uma segunda medida de risco corresponde ao coeficiente de variação que é igual a relação entre o desvio padrão da variável e sua média, que trabalhando com dados amostrais corresponde a  $S_x / \bar{X}$ . Assim, comparando-se as variáveis, a de menor coeficiente de variação corresponde aquela que apresenta a menor dispersão ou variabilidade.

Segundo Spiegel (1994), “assimetria é o grau de desvio, ou afastamento da simetria, de uma distribuição. Se a curva de frequência (polígono de frequência suavizado) de uma distribuição tem uma *cauda* mais longa à direita da ordenada máxima do que à esquerda, diz-se que a distribuição é *assimétrica para a direita*, ou que tem assimetria positiva. Se é o inverso que ocorre, que ela é *assimétrica para a esquerda*, ou tem assimetria negativa.”

As figuras 6.1 e 6.2, a seguir, mostram histogramas com distribuições assimétricas, uma positiva e uma negativa, respectivamente.

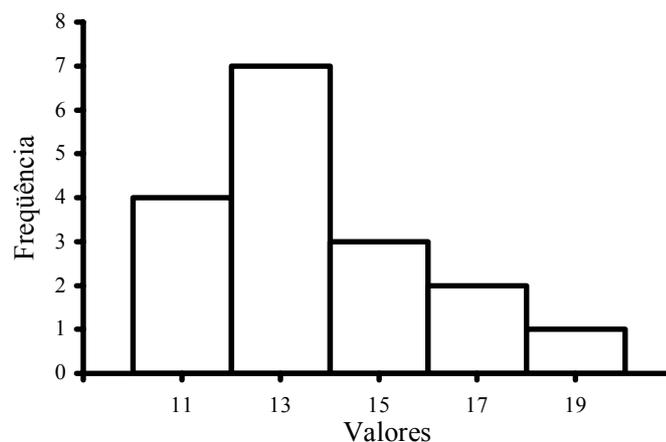


Figura 6.1 – Distribuição assimétrica positiva.

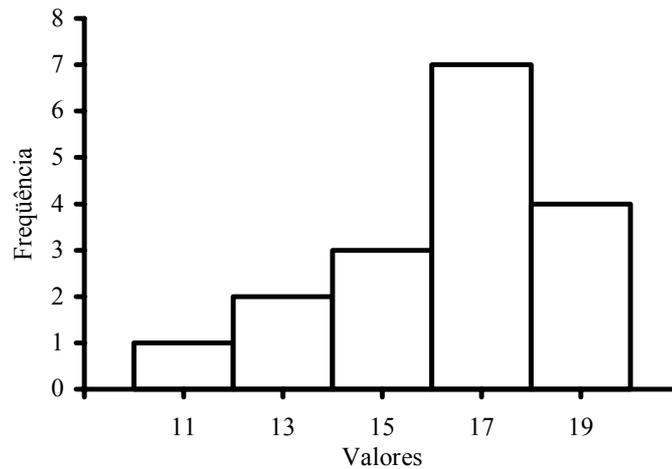


Figura 6.2 – Distribuição assimétrica negativa.

Num estudo probabilístico é importante que se verifique a assimetria da distribuição dos VPL's. Se a assimetria é muito negativa e o valor esperado do VPL está próximo a zero é aconselhável se investigar a mediana da distribuição.

Segundo Gujarati (2000), a expressão 6.10, a seguir, expressa a medida de assimetria de uma distribuição.

$$S = \frac{[E(X - \bar{X}^3)]^2}{[E(X - \bar{X}^2)]^3} \quad (6.10)$$

Onde,

S = assimetria da distribuição, e

$E(X - \bar{X})$  = esperança da diferença entre as variáveis X e sua média

No estudo do percentil Lapponi (2000a), define o menor valor de um conjunto de n valores de uma variável, ordenados de forma crescente, como 0% e o do maior valor como 100%.

Assim, a relação entre as ordens dos  $n$  valores da variável e a diferença dos limites dos percentis é definida pela seguinte relação geométrica:

$$\boxed{\frac{n-1}{100\%-0\%} = \frac{x-1}{p-0\%}} \quad (6.11)$$

Onde,

$n$  = quantidade de valores da variável

$x$  = a ordem de um determinado valor da variável, e

$p$  = percentil em por centos do valor da variável de ordem  $x$

Por exemplo, se o percentil do valor  $x$  é 5%, isto significa que o valor  $x$  é maior que os primeiros 5% dos valores das variáveis ordenados de forma crescente, e ao mesmo tempo, inferior do que os 95% dos valores restantes das variáveis.

Como uma medida de risco bastante importante, na análise de investimento do projeto, tem-se a probabilidade de se ter VPL negativo dentro do conjunto de valores simulados.

“A probabilidade de se ter o VPL menor do que zero é uma medida de risco do projeto, que deve ser utilizada no lugar do desvio padrão do VPL, quando a distribuição de probabilidade do VPL é assimétrica” (CASTRO, 2000).

Segundo Silva B. (2001), a probabilidade de se ter um VPL negativo é uma medida de risco mais adequada do que o desvio padrão. Essa situação se mostrou clara na avaliação feita no

modelo de previsão de preços proposto pelo autor, onde os resultados do risco do projeto, pelos dois critérios, foram bastante diferentes.

#### **6.2.4. O Modelo**

É considerada a análise de investimento de uma fonte de geração termelétrica, no submercado do Nordeste, operando em sua potência total ou parcial no ACR ou no ACL.

É suposto que um empreendedor participe, no início do ano de 2005, de um leilão de compra e venda de energia elétrica, com o modelo de regras que, atualmente, está sendo implantado no sistema elétrico brasileiro. Este, no caso de sair vencedor, se compromete a disponibilizar, como oferta de mercado, toda sua produção de energia ou parte desta, a partir do início de 2008 e por um período de 20 anos, através de contratos bilaterais com as concessionárias de distribuição ou consumidores livres. A usina, então, opera de forma inflexível, conforme contrato de combustível, efetua o suprimento do montante de energia vendido no leilão e negocia a parcela não contratada dentro do mercado *spot*, conforme necessidade e programação de despacho da usina providenciada pelo ONS.

O seu preço mínimo de oferta em leilão, juntamente com o montante de energia, está baseado nos resultados de fluxos de caixa do projeto, onde parte do investimento total corresponde ao pagamento de equipamentos importados, até o comissionamento da usina, referenciado em projeções da taxa de câmbio. Por outro lado, dentre outros gastos, são considerados aqueles inerentes ao custo operacional da usina, função do maior ou menor consumo de combustível. Os montantes de receita bruta, correspondentes às entradas dos fluxos de caixa, estão

baseados no arrecadado nos contratos bilaterais e nas negociações no mercado de curto prazo, conforme equação (6.2).

Os fluxos de caixa do projeto são descontados segundo a perspectiva do acionista, com três cenários de taxas reais do Custo de Capital Próprio (CCP), 12%, 15% e 18% ao ano, conforme se considere um prêmio de risco de mercado, menor ou maior, e representando, respectivamente, mercados com riscos: baixos, moderados e altos. Hoje o setor elétrico permite uma remuneração real de 11% para as atividades de transmissão de energia elétrica, área considerada de risco inferior a de produção de energia.

O projeto não será analisado do ponto de vista da empresa, onde se utiliza o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC), ou seja, a ponderação entre o custo do capital próprio do acionista e o custo do capital de terceiros, além de outras considerações. Para análise estão sendo adotados os critérios do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR).

Segundo Martelanc (2005), a determinação do custo de capital próprio é um tema bastante polêmico nos meios acadêmicos, governamentais e empresariais, principalmente pela falta de consenso quanto aos critérios e às premissas que o fundamentam. Sendo, o CAPM (*capital asset pricing model* – modelo de apreçamento de ativos de capital) a metodologia mais disseminada para o cálculo desse custo. No Brasil, essa metodologia não se mostra muito adequada, tendo em vista que nossa série de dados não é tão longa quanto a norte-americana e nossa economia tem se mostrado bem mais instável do que a dos Estados Unidos. Ainda, as ações ordinárias são pouco representativas na bolsa de valores e há uma participação e inferior das empresas abertas, recomendando-se o emprego dos dados das bolsas norte-americanas, ajustados ao chamado risco soberano, em substituição aos da Bovespa.

Inicialmente, é analisado um modelo determinístico com estudos de sensibilidade, seguindo-se a análises probabilísticas com cenários que introduzam variações em alguns elementos dos fluxos de caixa futuros, ou seja, alterações nas receitas, custos e despesas, em função do montante de energia a ser contratado no longo prazo, a um preço fixo, e aquele negociado no mercado *spot*, a preços aleatórios, além de variações relativas a contratação de combustível.

Considera-se a usina contratada, através de contratos bilaterais, de um mínimo de 30% a um máximo de 100% da energia disponível para comercialização, com intervalos de 10% dessa energia.

A flexibilização da operação da usina está na dependência da flexibilidade dos contratos de compra do combustível, sendo que a parcela inflexível do gás (*take or pay*) é um custo fixo.

Segundo Silva, B. (2001), é permitido às termelétricas escolher duas formas de comercializar sua energia. Podem vender uma parcela da produção através de contratos bilaterais e o restante no mercado de curto prazo, se declarando usinas de operação flexível e necessitando de contratos flexíveis de combustível, ou podem optar por estarem totalmente contratadas, e neste caso se declarando de operação inflexível. Estas últimas estão sempre despachadas com geração constante, mediante contratos fixos de gás natural. Dependendo do nível de contratação, o projeto pode se tornar economicamente inviável, tornando-se importante avaliar o nível de contratação ótimo, levando-se em consideração o grau de aversão ao risco do investidor.

No estudo de caso são considerados nove níveis de contratação de gás natural, no intervalo de contratos de combustível, flexíveis em 20% a 100%, o que equivale, respectivamente, a contratos de combustível do tipo *take or pay*, de 80% a 0%, ambos intercalados de 10%.

A influência da taxa de câmbio se dá sobre o preço de aquisição das termelétricas, no período compreendido entre a data hipotética do leilão de energia, em janeiro de 2005, quando estará definido o preço mínimo e montante de energia para oferta em leilão e a data de comissionamento da usina e final do pagamento dos equipamentos, em dezembro de 2007.

Considera-se a projeção cambial do Banco Central do Brasil para o final do ano de 2005, correspondente à data base dos fluxos de caixa. A situação de incerteza cambial é eliminada por contratos futuros de proteção (*hedge cambial*) embora os custos dessa operação não tenham sido considerados.

Para estudo de outras situações de incerteza e risco, o setor elétrico dispõe de um modelo de otimização de despacho das usinas (NEWAVE), empregado para as previsões mensais de produção de energia e custos marginais de operação, onde esses dados possibilitam a construção de distribuições estatísticas necessárias à análise e quantificação do VPL e da TIR esperados, para cada um dos cenários, bem como as análises estatísticas de risco.

Toda a receita é proveniente da venda da energia elétrica, seja através de contratos de longo prazo (contratos bilaterais) ou pela comercialização no mercado de curto prazo (*spot*), considerando-se no final do projeto o valor residual equivalente à venda do terreno e recuperação do capital de giro.

Através da construção de cenários, verifica-se o rendimento do investimento e o risco, em situações distintas. Considera-se a energia como totalmente ou parcialmente contratada no longo prazo e o investidor atuando em paralelo no mercado de curto prazo, levando-se em consideração a flexibilidade na contratação do combustível em diferentes níveis.

De todos os cenários estudados, incluindo os de diferentes taxas de custo de capital próprio requeridas pelos acionistas, as melhores alternativas de investimento, dentro de um determinado grau de risco, são então apresentadas.

Conforme citado anteriormente, no estudo de caso são empregados os programas computacionais: ANAFIN, para análise econômico-financeira de projetos de energia elétrica, e o NEWAVE, de estratégia de operação de usinas do sistema elétrico interligado. Infelizmente, esses programas não estão disponíveis ao público em geral, sendo de uso restrito no setor elétrico brasileiro.

O programa NEWAVE, que utiliza 2000 séries hidrológicas mensais, opera, neste caso, com o programa decenal de expansão da geração para o período 2003/2012, elaborado pelo CCPE, pertencente ao MME.

Conforme Silva, E. (2001), o plano de expansão decenal da geração fornece a previsão de demanda e a configuração da oferta de energia. Essas informações correspondem aos dados de entrada do modelo NEWAVE, que internamente processa e elabora as séries sintéticas a serem utilizadas no modelo de otimização.

Como o início de operação da usina termelétrica, em análise, está previsto para o início de 2008, os primeiros anos do plano decenal de expansão da geração não serão contemplados nos fluxos de caixa, e devido às incertezas de longo prazo para a oferta e demanda de energia, as condições previstas para o último ano (2012) serão repetidas até o período final do estudo.

Uma vez verificada a assimetria da distribuição dos VPL's, a prioridade da análise de risco é feita em função de probabilidades de se obter VPL's negativos para cada um dos cenários

elaborados embora não se deixe de comparar os desvios padrão, coeficientes de variação e percentis dos VPL's.

Por último, no estudo probabilístico, para a opção de melhor nível de contratação de energia, com diferentes contratos de combustível, são calculadas as mínimas tarifas de energia, valores esperados dos VPL's e TIR's, além das medianas dos VPL's, para um risco de 5% de se obter VPL's menores do que zero.

# Capítulo 7

## Análise de Viabilidade Econômica e Financeira

Neste capítulo é apresentada a análise de investimento de uma usina termelétrica com tecnologia de ciclo combinado, acionada a gás natural, a ser instalada e conectada ao sistema interligado nacional, hipoteticamente no estado de Pernambuco. A avaliação objetiva a definição de preços a serem ofertados em leilão de compra e venda de energia elétrica, conforme o custo de capital requerido pelos acionistas e riscos envolvidos. Inicialmente é elaborada uma análise determinística da viabilidade do empreendimento, como se toda energia disponível estivesse sendo vendida no “*pool*” de energia através de contratos bilaterais com as distribuidoras ou a consumidores livres. Posteriormente, é feito um estudo probabilístico, tendo em vista as diferentes possibilidades de contratação da energia, parte através de contratos bilaterais e parte negociada no mercado de curto prazo, sujeita as variações de preços. Outros aspectos considerados, referem-se as modalidades variáveis de contratação do gás natural e a análise de risco para cada um dos cenários em estudo.

A oportunidade de atuar simultaneamente no mercado “*spot*” e no mercado de contratos bilaterais, pode ser vista como uma vantagem competitiva a ser aproveitada pelos investidores, principalmente em períodos de escassez de energia.

## 7.1. Análise Determinística da Viabilidade

Neste estudo considera-se a usina termelétrica de ciclo combinado operando de forma inflexível, ou seja, com toda produção de energia contratada e totalmente despachada no ACR ou no ACL. Portanto, é descartada a possibilidade de redução de custos nos momentos em que os preços no mercado “*spot*” estejam inferiores ao custo operacional da usina, benefício que se obtém quando se adota a operação flexível.

A análise de viabilidade de forma determinística dos fluxos de caixa do projeto, representados pela equação 6.1, é realizada para um período de 20 anos de operação, em moeda, taxas, contribuições, tarifas e custos constantes e com três situações de taxa real anual de desconto, ou seja, 12%, 15% e 18%. Essas taxas foram definidas, considerando-se que hoje o setor elétrico, por intermédio da ANEEL, utiliza a taxa de 11% aa para projetos de transmissão, considerados como de menor risco do que os de geração.

### 7.1.1. Premissas consideradas

As seguintes premissas foram consideradas durante o estudo de viabilidade do projeto:

- Foi considerado o fator de disponibilidade de 89,94% da estatística (NERC, 2003) apresentada na tabela 4.1, arredondado para 90%;
- Adotou-se uma perda de 2% para a transmissão da energia ao *centro de gravidade* do subsistema Nordeste;
- Considerou-se que toda energia disponível é vendida através de contratos bilaterais;

- Que 10% do investimento total no projeto, em cada um dos anos de construção (2005 a 2007), tenha sido realizado com capital próprio;
- Considerou-se que 10%, 40% e 20% do investimento total são financiados de terceiros, por 10 anos, com captações respectivamente em 2005, 2006 e 2007, taxa de juros real de 8% a.a., amortização pelo Sistema de Amortização Constante (SAC) e com carência do principal e dos juros durante o período de construção;
- Foi considerada a capitalização mensal dos juros durante o período de carência;
- Adotou-se um índice mínimo de cobertura anual do serviço da dívida igual ou maior do que 1,3;
- Foram utilizados valores em moeda constante, estando à variação do real protegida por *hedge* cambial durante o pagamento de equipamentos importados, não sendo considerado o custo da proteção (*hedge*);
- Não foram consideradas as inflações interna e externa no período de estudo;
- Receita, custos operacionais, taxas e impostos, considerados constante ao longo do período de análise.
- Foi adotada a termelétrica de ciclo combinado, modelo S-207FB da *GE Power Systems*, potência ISO de 562,5 MW, *heat rate* de 5920 BTU/kWh, eficiência de 57,5 %, conforme modelos ilustrados no *Gas Turbine World 2000-2001 Handbook*;
- Foi considerada a legislação vigente até agosto de 2004.

### **7.1.2. Características, energia disponível e consumo de gás da usina**

A usina termelétrica escolhida é composta de duas turbinas a gás, cada uma com capacidade de 183,15 MW e uma turbina a vapor de 204 MW, para uma potência nominal, nas condições

ISO, de 562,50 MW. Para esta usina, nas condições locais de temperatura média de 26,1°C e altitude de 2 metros acima do nível do mar, aplicando-se a equação 4.1, apresenta na média, uma potência de 500 MW, o que representa uma perda de potência de mais de 11% em relação àquela nas condições ISO.

Uma vez definida a potência local de 500 MW é possível determinar a máxima produção anual de energia que poderá ser disponibilizada para venda através de leilões, conforme a seguinte expressão:

$$E_d = P_l \times F_d \times T \times h \quad (7.1)$$

Onde,

$E_d$  = energia anual disponível no *centro de gravidade* do submercado (MWh)

$P_l$  = é a potência local da usina em (MW)

$F_d$  = fator de disponibilidade da usina (%)

$T$  = fator de perda na transmissão de energia (%), e

$h$  = número de horas do ano

*Centro de gravidade*, em sistemas elétricos, é uma barra calculada onde serão compensadas as variações incrementais nas gerações e nas cargas e, é, por definição, o ponto de entrega de toda a energia gerada e o ponto de recebimento de toda energia consumida (MACHADO, 2002).

Em sua dissertação, Machado (2002), informa que: “Os resultados das simulações mostraram que os fatores de perdas locacionais variam muito em algumas barras do sistema, sendo que,

dependendo do porte do empreendimento, a entrada em operação de um empreendimento de carga ou geração, ou ainda de uma ampliação na rede básica, pode mudar substancialmente esses valores, inclusive com inversões de sinais”.

Uma vez que as perdas elétricas não fazem parte do escopo principal deste trabalho e por ser necessária a definição das características da conexão elétrica e local da usina para estudos computacionais com fluxo de potência e devido às incertezas na evolução da configuração do sistema elétrico ao longo da vida útil da usina, as perdas elétricas com a transmissão de energia da usina ao *centro de gravidade* do submercado Nordeste estão sendo estimadas em 2%, resultando num fator de perda, T, igual a 0,98. Esta estimativa é conservadora uma vez que normalmente uma termelétrica está próxima à carga ocasionando perdas desprezíveis e em algumas situações contribuindo para reduzir as perdas no sistema elétrico.

Assim, aplicando a expressão 7.1, tem-se a energia anual disponível:

$$E_d = 500 \times 0,90 \times 0,98 \times 8760 = 3.863.160 \text{ MWh}$$

O consumo de gás natural para a usina operando em regime de base, a plena carga, é calculado utilizando-se a equação 4.6 multiplicada pela energia produzida na usina, ou seja, sem considerar as perdas na transmissão. Com um *heat rate* da termoeletrica de 5920 BTU/kWh e o Poder Calorífico Inferior (PCI) do gás natural de 8.550 kcal/m<sup>3</sup>, temos o consumo anual de combustível, próximo das condições de referência para a tarifa do gás (1,033 kgf/cm<sup>2</sup> e 20°C), dado em metros cúbicos:

$$\text{Consumo anual de gás} = \frac{252 * 5920 * 3942000}{8550} = 687.816.757,9 \text{ m}^3 \text{ ou}$$

$$25.645.665,8 \text{ MMBTU}$$

A preços de 31 de agosto de 2004 (R\$/US\$ = 2,9338) o preço do gás natural para usinas térmicas estava em 10,48 R\$/MMBTU, correspondente a 3,81 R\$/MMBTU de *commodity*, 4,76 R\$/MMBTU de transporte e 1,91 R\$/MMBTU referente a margem da distribuidora.

A partir dos dados acima é possível calcular o custo operativo da termelétrica em US\$/MWh, considerado como a relação entre o gasto com combustível e a produção de energia na usina, de 68,18 R\$/MWh (23,24 US\$/MWh) adicionado do custo variável de O&M (1,50 US\$/MWh). Esse custo representa um total de 24,74 US\$/MWh e representa a base para despacho, por parte do ONS, da parcela flexível da capacidade de produção da usina.

O quadro 7.1 a seguir resume as principais características técnicas pertinentes a usina termelétrica que está sendo analisada.

QUADRO 7.1 – Características físicas de uma usina termelétrica de ciclo combinado a gás natural, em análise para o Estado de Pernambuco.

Descrição	Unidade	Valor
Potência (ISO) de cada turbina a gás	MW	183,15
Potência (ISO) da turbina a vapor	MW	204
Potência (ISO) da usina	MW	562,50
Potência local	MW	500
Temperatura média do local	°C	26,1
Altitude do local acima do nível do mar	m	2
Eficiência	%	57,5
Heat Rate	BTU/kWh	5920
Fator de disponibilidade	%	90
Produção anual disponível	MWh	3.863.160
Consumo específico de gás natural	m <sup>3</sup> /MWh	174,48
Poder calorífico superior do gás natural	kcal/m <sup>3</sup>	9400
Poder calorífico inferior do gás natural	kcal/m <sup>3</sup>	8550

### 7.1.3. Parâmetros de cálculo dos fluxos de caixa

Os fluxos de caixa do projeto, para análise do investimento, são constituídos dos parâmetros apresentados no capítulo seis, considerando a usina operando em regime de base, a plena carga e de forma inflexível, ou seja, com a totalidade da produção disponível despachada e contratada durante os vinte anos de vida útil da usina. É considerado que o suprimento de gás está contratado de forma a atender toda geração de energia, correspondendo a um *take or pay* de 90%, o que representa combustível para 90% da potência total da usina (450 MW). Neste momento não se está considerando a possibilidade do empreendedor recorrer ao mercado de curto prazo para aquisição ou venda de energia. Este assunto será tratado durante a análise probabilística (item 7.3).

O quadro 7.2, a seguir, traz os elementos necessários para a avaliação determinística da viabilidade econômico-financeira do projeto considerando a tarifa de energia mínima para atender as condições de financiamento, ou seja, um índice anual mínimo de cobertura do serviço da dívida de 1,3.

QUADRO 7.2 – Parâmetros considerados no cálculo dos fluxos de caixa do projeto.

Parâmetro	Dado	Observação
Período de construção	2005 a 2007	
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	3,15	Projeção do BCB <sup>1</sup> para 31/12/2005
Investimento total (Milhões US\$)	383,00	766 US\$/kW (item 4.4)
Caixa para transações (%)	2	Percentual da receita bruta
Cronograma financeiro (%)	20 / 50 / 30	Desembolsos em 2005/2006/2007
Custo do capital próprio (% a.a)	12, 15 e 18	Simulações distintas
Início de operação	Jan/2008	Todas as máquinas
Tarifa inicial (R\$/MWh)	160,50	Resultante de simulações
Contrato de energia (MWh/ano)	3.863.160	Item 7.1.2 (a partir de jan/2008)
Valor residual (Milhões R\$)	0,05	Venda líquida do terreno

<sup>1</sup> Projeção do Banco Central do Brasil, em 07/10/2004.

PIS (%)	1,65	Item 6.1.3
COFINS (%)	7,60	Item 6.1.3
CPMF (%)	0,38	Item 6.1.3
TFSEE (%)	0,50	Item 6.1.3
RGR (%)	2,5 ou 3,0	Item 6.1.3
Consumo de gás (Milhões de m <sup>3</sup> /ano)	687,817	Valor contratado (item 7.1.2)
Preço commodity/gás (US\$/MMBTU)	1,30	R\$/US\$ = 2,9338 (31/08/2004)
Preço transporte do gás (US\$/MMBTU)	1,62	R\$/US\$ = 2,9338 (31/08/2004)
Margem distribuidora (US\$/MMBTU)	0,65	R\$/US\$ = 2,9338 (31/08/2004)
ICMS para o gás (%)	0	Isento
Custo operativo da usina (US\$/MWh)	24,74	Item 7.1.2 (base para despacho)
Custo fixo de O&M (US\$/kW)	8,62	Valor anual (item 4.4)
Custo variável de O&M (US\$/MWh)	1,5	Valor anual (item 4.4)
Seguro equipamentos (Milhões US\$)	0,905	Valor anual (item 4.4)
TUST-RB (R\$/kW.ano)	32,15	2,679 R\$/kW.mês (item 4.4)
P&D (%)	1,0	Item 4.4
Depreciação (%)	5,0	Item 6.1.4
Custo real do capital de terceiros (% aa)	8	Taxa acima da inflação prevista
Máximo IR e CSLL (%)	34	Itens 6.1.6 e 6.1.7

Continuação do quadro 7.2

#### 7.1.4. Resultados da análise determinística

A determinação dos menores preços de montantes de energia a serem ofertados em leilão, representam, numa primeira hipótese, as tarifas de equilíbrio dos fluxos de caixa e equivalem aos mínimos valores que remuneram o investimento, do ponto de vista do investidor. Porém, além disso, a receita deverá ser suficiente para cobrir o serviço da dívida e atender as condições de financiamento. Os preços devem refletir a modicidade tarifária resultante da concorrência entre geradores por contratos bilaterais de longo prazo. Preços elevados estimulariam as distribuidoras e consumidores livres a celebrarem contratos com outros geradores que oferecessem condições mais favoráveis. Ao contrário, preços mais baixos poderiam não remunerar adequadamente o investimento ou impossibilitar a captação de recursos dos agentes financeiros.

A tabela 7.1 apresenta a síntese dos resultados dos cenários, sob a perspectiva do acionista, com custos de capital próprio requeridos de 12% aa, 15% aa e 18% aa.

TABELA 7.1 – Síntese dos resultados, com o uso da modalidade de amortização SAC

Custo do Capital Próprio (% aa)	12,00	15,00	18,00
Tarifa de energia necessária para cobertura do serviço da dívida (R\$/MWh)	160,50	160,50	160,50
Valor Presente Líquido (Milhões R\$)	304,96	151,94	48,90
Taxa Interna de Retorno (% aa)	19,95	19,95	19,95
Tarifa de Equilíbrio (R\$/MWh)	137,77	146,22	154,83
Investimento de Equilíbrio (Milhões R\$)	1.726,28	1.488,48	1.304,79
Taxa de Juros de Equilíbrio (% aa)	20,73	15,88	11,09

A tarifa de energia de 160,50 R\$/MWh, dentro do estudo determinístico e das premissas adotadas, corresponde àquela que satisfaz as necessidades do projeto e as restrições decorrentes do financiamento de terceiros.

É interessante reduzir a tarifa para um valor igual ou um pouco superior as tarifas de equilíbrio, a fim de se tornar mais competitivo, mantendo o projeto viável ( $VPL \geq 0$ ). Para isso, se possível, o investidor pode transferir a participação do capital de terceiros do início para o final do investimento, reduzindo o pagamento de juros, ou conseguir aumentar o prazo de financiamento, com o objetivo de reduzir os encargos anuais do financiamento ou mesmo, como mostrado em seguida, conseguir que o financiamento seja concedido na modalidade do sistema Price, mantendo o índice de cobertura da dívida conforme as condições requeridas pelo agente financiador.

A figura 7.1, a seguir, apresenta a composição tarifária da energia elétrica, onde se verifica que a parcela mais representativa corresponde aos gastos com combustível (42,3%), seguida da parcela de remuneração do investimento (29%), gastos com impostos (18,6%), custos com

operação e manutenção (5,2%), encargos de transmissão de energia (2,6%), Reserva Global de Reversão, taxa de fiscalização da ANEEL e Pesquisa e Desenvolvimento (1,8%) e gastos com seguro (0,5%).

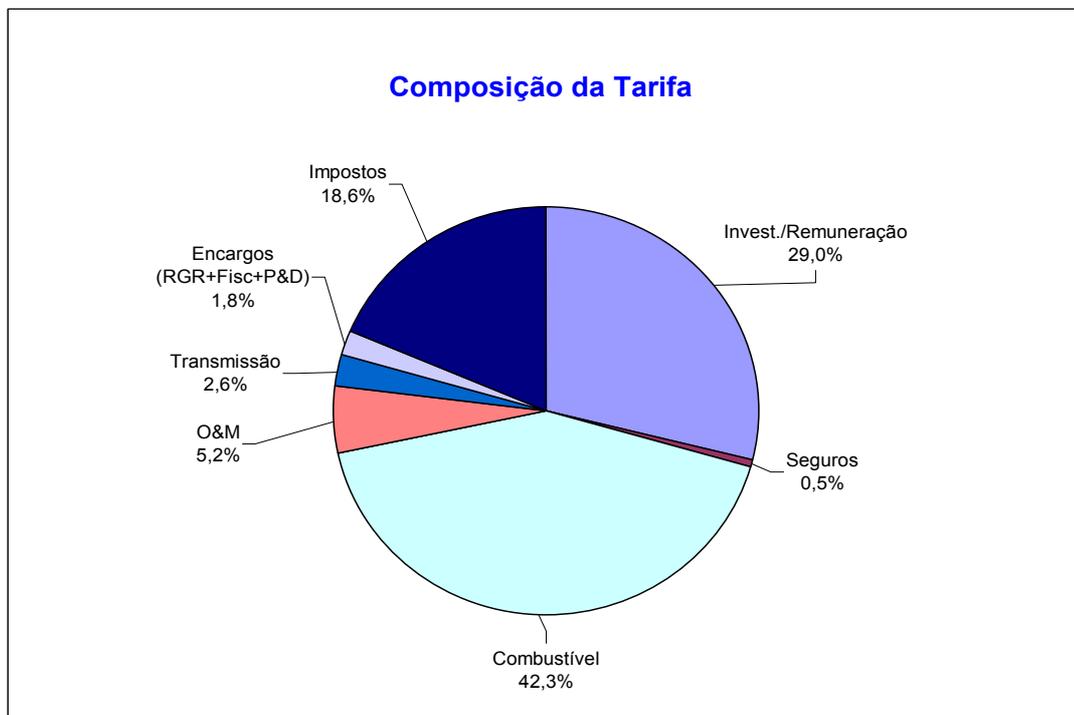


Figura 7.1 – Composição da tarifa de energia elétrica.

Considerando a possibilidade de se obter o financiamento com amortização através do sistema Price, e mantendo-se as demais condições estabelecidas anteriormente, é possível praticar uma tarifa de energia mais reduzida e competitiva, conforme mostra a tabela 7.2.

TABELA 7.2 – Síntese dos resultados, com o uso da modalidade de amortização Price.

Custo do Capital Próprio (% aa)	12,00	15,00	18,00
Tarifa de energia necessária para cobertura do serviço da dívida (R\$/MWh)	147,00	147,00	152,45
Valor Presente Líquido (Milhões R\$)	140,09	27,35	0,00
Taxa Interna de Retorno (% aa)	15,97	15,97	18,00
Tarifa de Equilíbrio (R\$/MWh)	136,56	144,43	152,45
Investimento de Equilíbrio (Milhões R\$)	1.450,85	1.258,73	1.206,45
Taxa de Juros de Equilíbrio (% aa)	14,16	9,60	8,00

## 7.2. Estudo de Sensibilidade

Os itens a seguir mostram uma análise de sensibilidade do estudo determinístico, onde se verifica o efeito causado por variações de uma variável sobre outra, mantendo-se as demais inalteradas. Os gráficos, aqui ilustrados, dão uma visão clara da influência dessas variáveis sobre o VPL e a TIR do investimento, taxa de juros e tarifa de equilíbrio.

Na figura 7.2 pode-se observar a sensibilidade do VPL ao CCP requerido pelo acionista, que influencia negativamente e exponencialmente o VPL e que torna este nulo ao atingir uma TIR ou um CCP de 19,95% aa, correspondente a tarifa de energia 160,50 R\$/MWh.

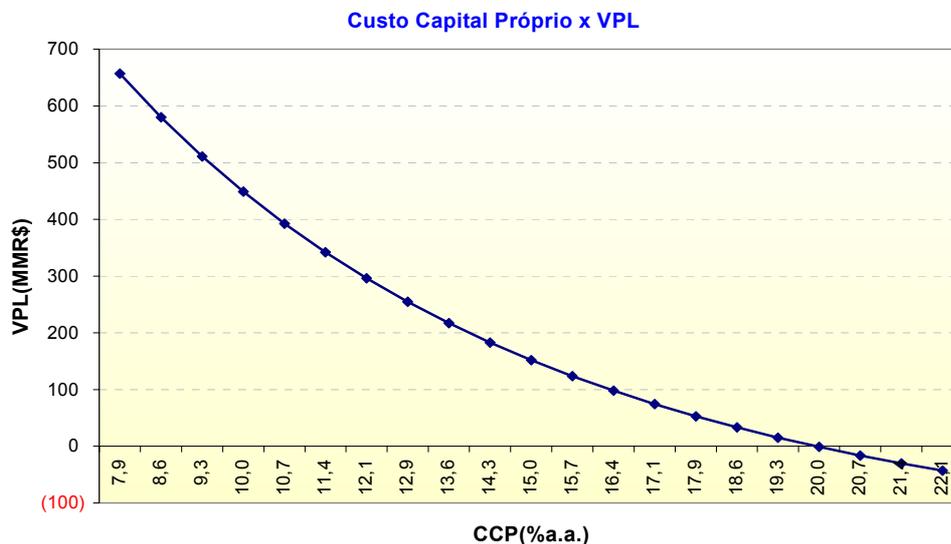


Figura 7.2 – Sensibilidade do VPL ao custo do capital próprio.

A seguir, figura 7.3 mostra, de forma linear, qual a taxa de juros de equilíbrio (TJEQ) máxima de financiamento que o projeto suporta para o respectivo CCP desejado pelo investidor.

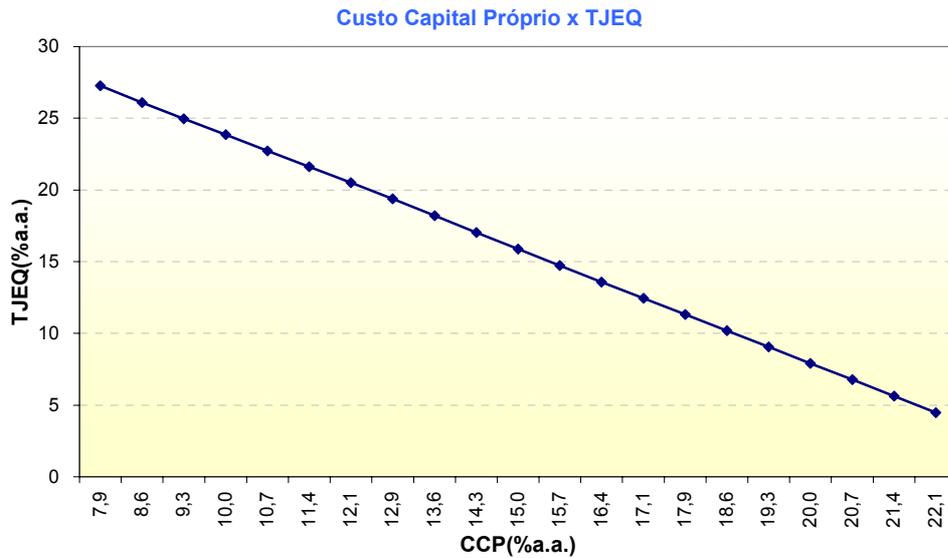


Figura 7.3 – Sensibilidade da taxa de juros de equilíbrio ao custo do capital próprio

Observa-se, a partir da figura 7.4, a relação entre o CCP e a tarifa de equilíbrio (TEQ), como o mínimo valor para que o projeto não apresente VPL negativo. Um aumento de 10% nos custos de capital próprio de 12% aa, 15% aa e 18% aa representa acréscimos de aproximadamente 2,5%, 2,9% e 3,3% nas tarifas de oferta de energia, respectivamente.

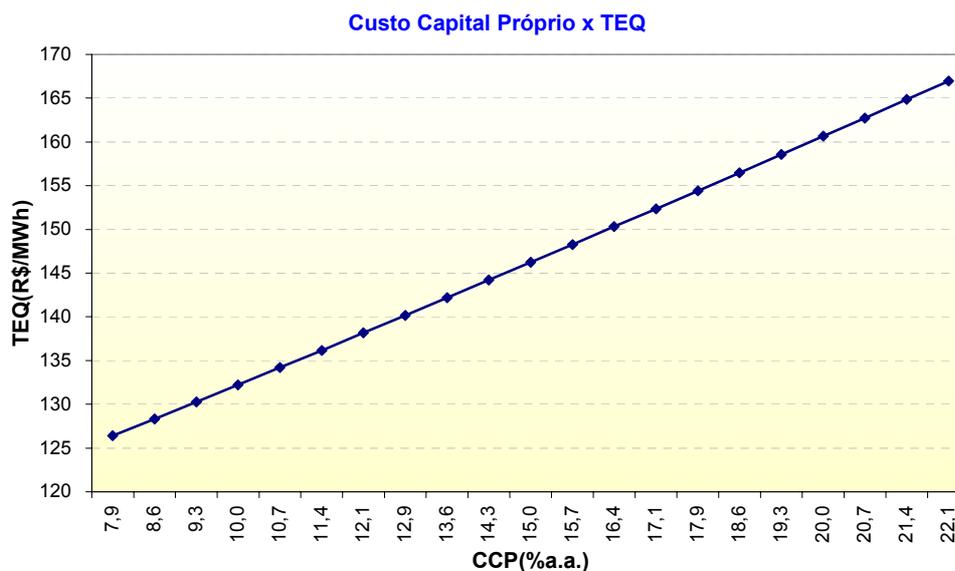


Figura 7.4 – Sensibilidade da tarifa de equilíbrio ao custo do capital próprio.

A figura 7.5 mostra que quanto menor a participação do capital de terceiros (CT) menor o VPL do projeto, chegando a apresentar valores negativos para os custos de capital próprio de 15% e 18% aa, respectivamente para alavancagens inferiores a cerca de 30% e 60%. A estrutura do capital se mostra bem mais vantajosa com a utilização de CT, uma vez que o custo do capital normalmente é inferior ao CCP, principalmente quando se considera a economia fiscal relativa ao CT, permitida pela legislação tributária. Para cada acréscimo de 10% na alavancagem há um ganho adicional aproximado no VPL de R\$ 31,4 milhões, para taxa de desconto de 12% aa, R\$ 39,9 milhões, para taxa de 15% aa e R\$ 46,3 milhões para taxa de 18% aa, respectivamente, 10,3%, 26,2% e 94,7% dos VPL's esperados. Sem que invalide a vantagem da alavancagem, é importante ressaltar que nessa análise e em outras a taxa real de juros do financiamento é considerada constante e igual a 8% aa.

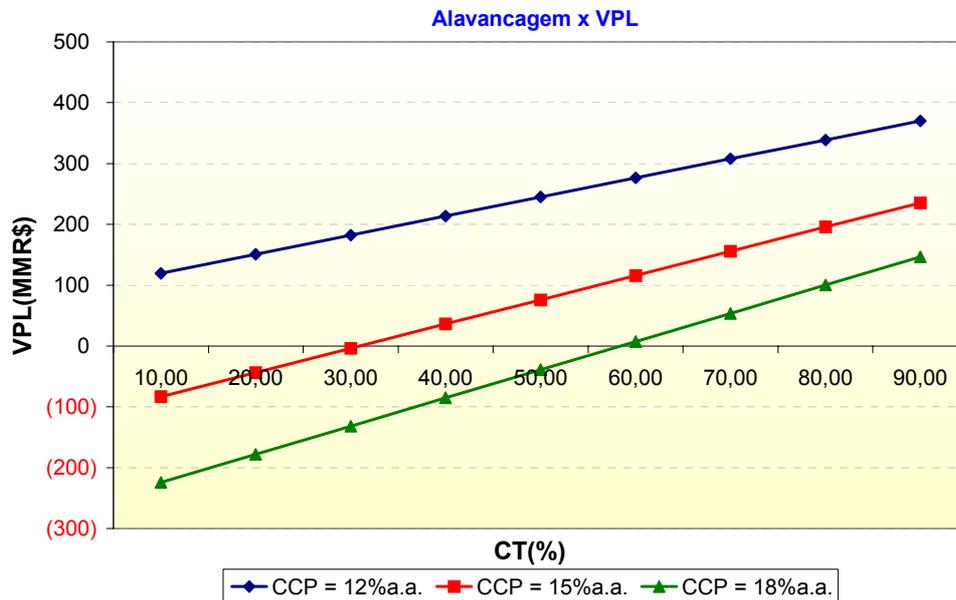


Figura 7.5 – Sensibilidade do VPL à participação do capital de terceiros.

Na figura 7.6, verifica-se que a TIR cresce mais rapidamente com o aumento da alavancagem, variando de 5,7% com a participação do CT de 30% para 40% e de 15,0% quando a parcela do CT passa de 70% para 80%, o que representa um aumento bastante significativo.

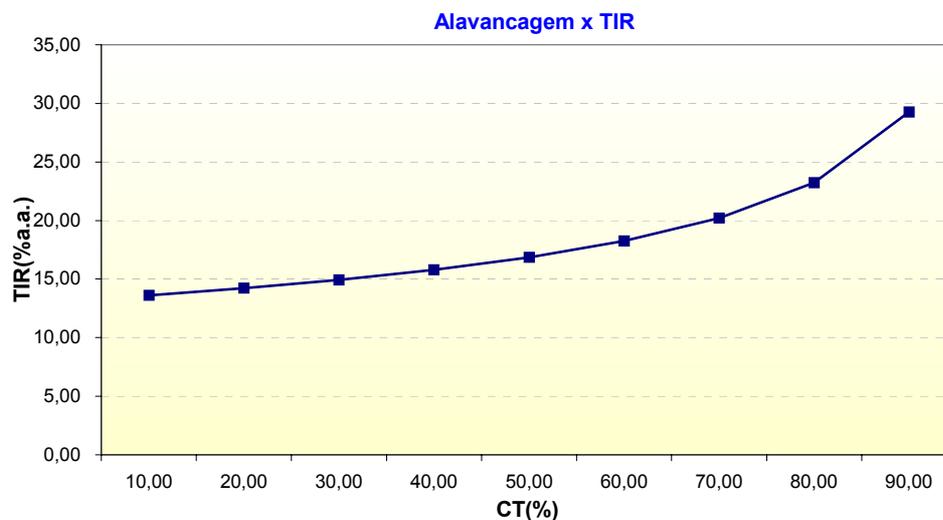


Figura 7.6 – Sensibilidade da TIR à participação do capital de terceiros.

O estudo de sensibilidade da alavancagem frente à tarifa de equilíbrio (TEQ), como mostra a figura 7.7, permite, por exemplo, verificar que para uma participação do CT entre 50% e 90% do investimento total, a cada 10% de aumento da alavancagem conseguiu-se em média uma redução na TEQ de 1,7%, 2,5% e 3,4% respectivamente para os custos de capital próprio de 12%, 15% e 18% aa, tornando o investimento mais competitivo.

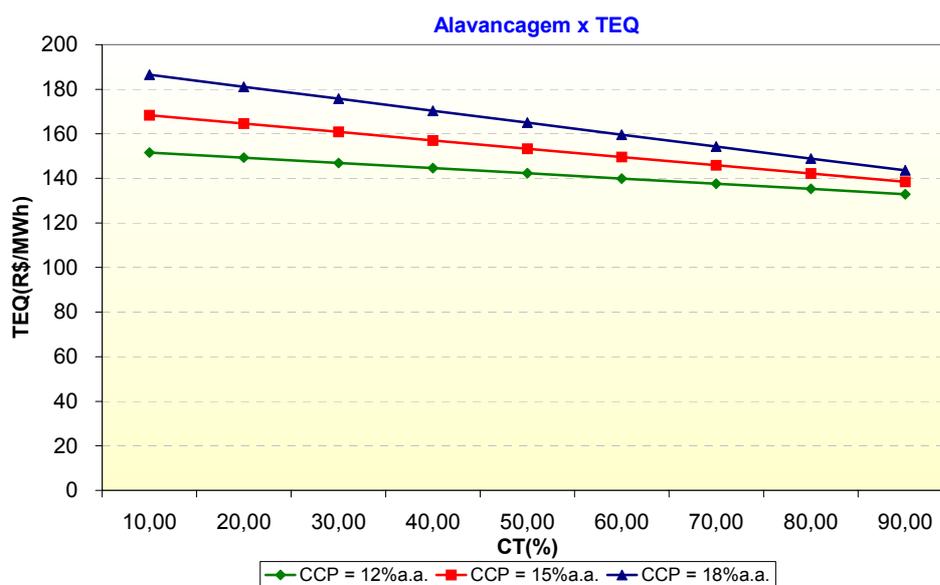


Figura 7.7 – Sensibilidade da tarifa de equilíbrio à participação do capital de terceiros.

Conforme a figura 7.8, a seguir, e equações das linhas de tendência dos trechos de VPL's positivos,  $VPL(12\%aa) = 13,419 \times \text{Tarifa} - 1.848,8$ ,  $VPL(15\%aa) = 10,647 \times \text{Tarifa} - 1.557$  e  $VPL(18\%aa) = 8,6335 \times \text{Tarifa} - 1.336,9$ , todas com coeficientes de determinação,  $R^2$ , igual a 1, para cada 1% de variação na tarifa de energia, tem-se acréscimos ou decréscimos nos montantes de VPL's calculados, de aproximadamente R\$ 21,5 milhões, R\$ 17,0 milhões e R\$ 14,5 milhões, em média, para as taxas de desconto correspondentes de 12% aa, 15% aa e 18% aa, representando respectivamente, 7,0%, 11,2% e 29,6% dos VPL's esperados.

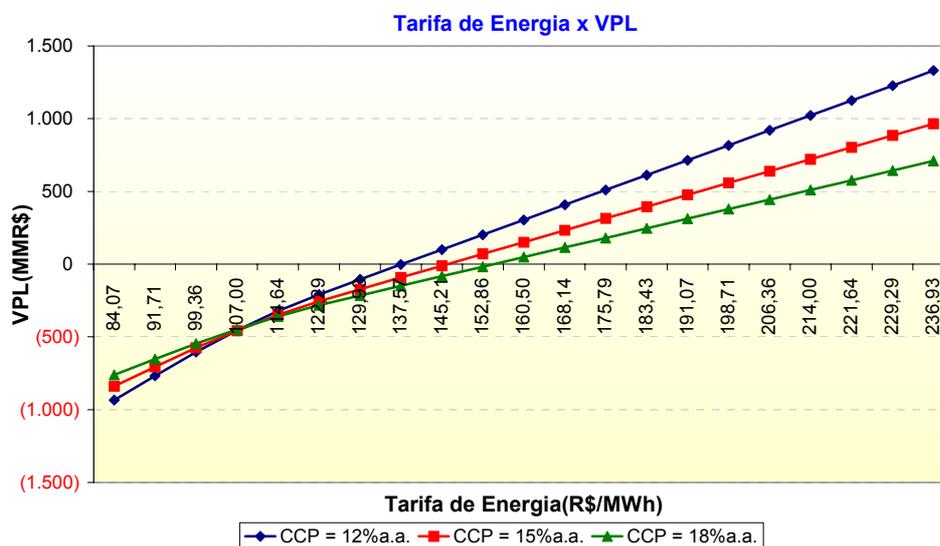


Figura 7.8 – Sensibilidade do VPL à tarifa de energia.

A figura 7.9 mostra, a seguir, a sensibilidade da TIR às variações na tarifa de energia elétrica. Conforme se verifica, um incremento ou decréscimo de 1% na tarifa de energia elétrica significa, respectivamente, uma elevação ou redução da TIR em mais de 0,5% aa.

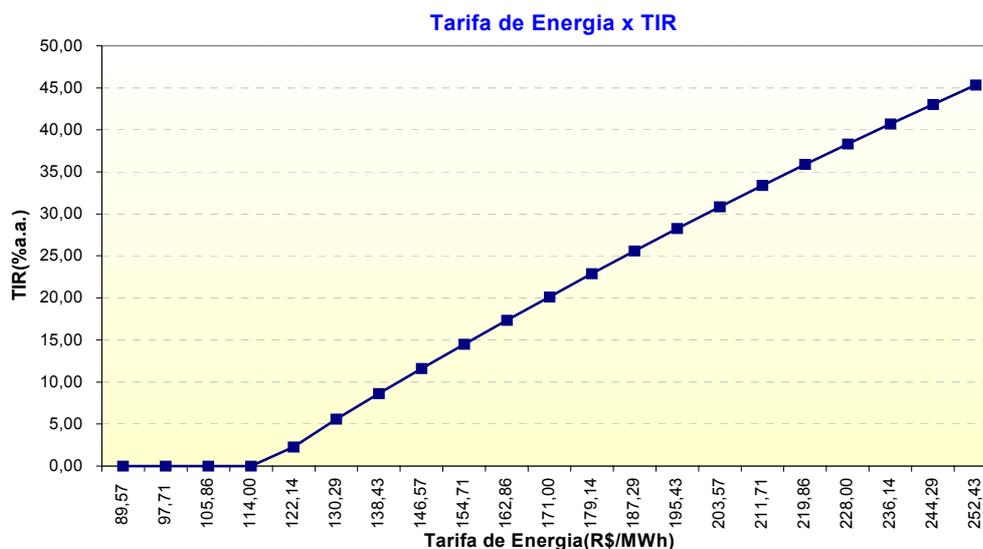


Figura 7.9 – Sensibilidade da TIR à tarifa de energia.

A figura 7.10 traz a relação entre período de estudo e VPL. Observa-se uma inclinação mais acentuada nas linhas de menores taxas de desconto, significando que o VPL é mais sensível ao período de estudo para essas taxas. No cruzamento das linhas com a abscissa, tem-se, conforme o CCP, o tempo em que o projeto recupera o capital investido. As inflexões que se verificam nas curvas correspondem ao término da amortização do financiamento.

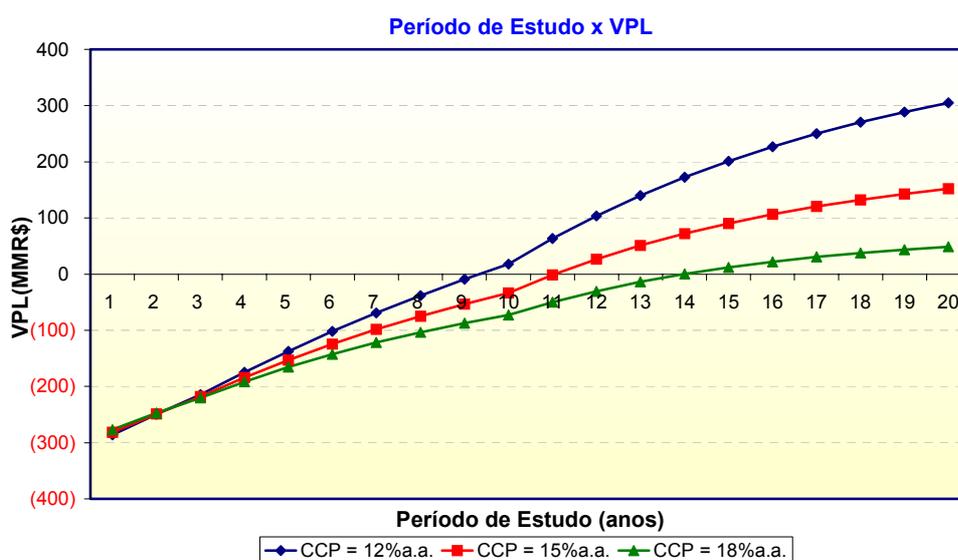


Figura 7.10 – Sensibilidade do VPL ao período de estudo.

A figura 7.11, a seguir, mostra que o grau de sensibilidade da taxa de juros de equilíbrio à tarifa de energia, independentemente do CCP empregado, decresce à medida que se aumenta a tarifa, diminuindo as diferenças entre as TJEQ's para as respectivas tarifas de energia.

A taxa de juros de equilíbrio corresponde à taxa máxima que o projeto suporta sem que ocorra prejuízo do valor esperado ( $VPL < 0$ ) e sem se considerar a condição do índice mínimo de cobertura anual do serviço da dívida, como igual ou maior do que 1,3.

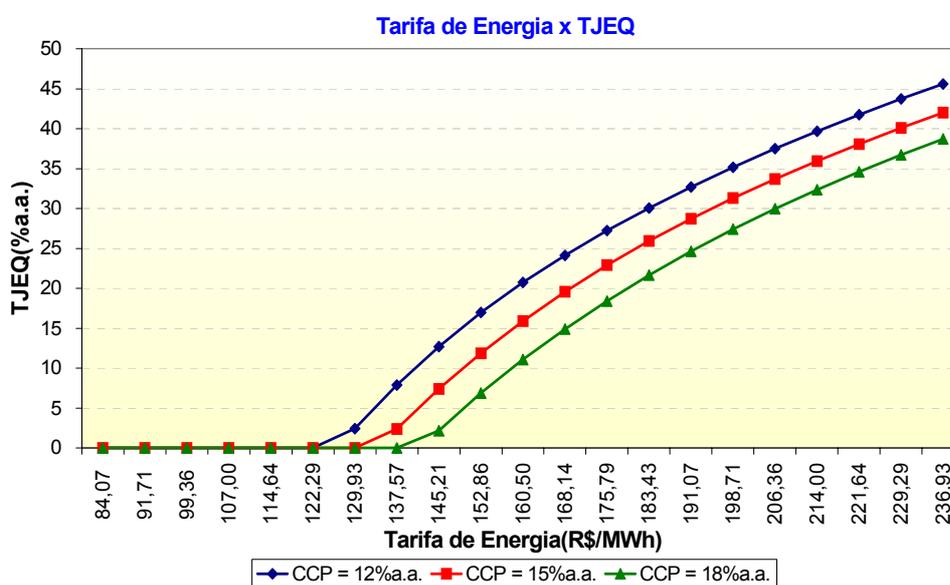


Figura 7.11 – Sensibilidade da taxa de juros de equilíbrio à tarifa de energia.

Na figura 7.12 é mostrada a sensibilidade do VPL ao preço do gás natural. Um desconto ou um acréscimo de 10% no preço do gás natural (11,25 R\$/MMBTU), representa um incremento ou uma redução do VPL de: R\$ 93,7 milhões para o CCP de 12% aa, R\$ 74,5 milhões para o CCP de 15% aa e R\$ 60,5 milhões para o CCP de 18% aa. Esses montantes são bastante significativos e correspondem a 30,7%, 49,0% e 123,7% dos respectivos VPL's esperados, podendo tornar, neste último caso, o projeto inviável.

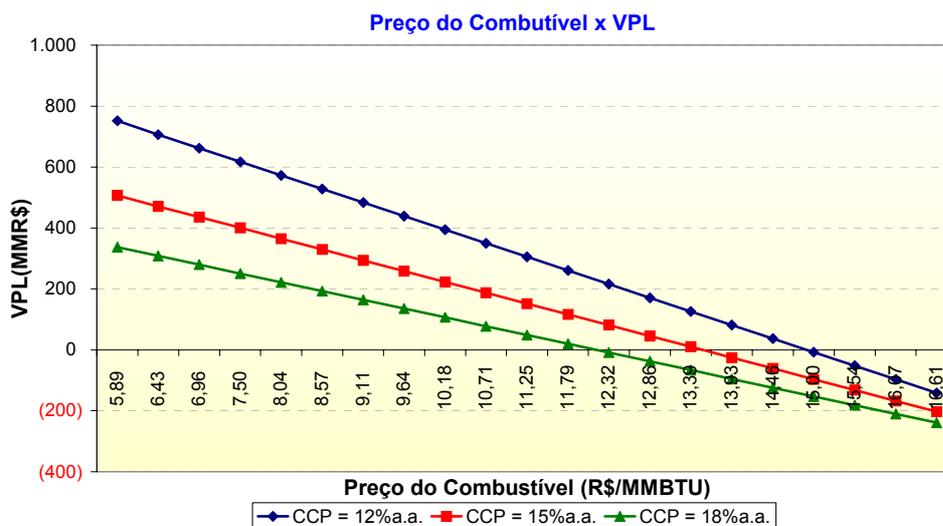


Figura 7.12 – Sensibilidade do VPL ao preço do gás.

A figura 7.13, a seguir, apresenta a sensibilidade da TEQ ao preço do gás natural. Um desconto ou um acréscimo de 10% no preço do gás natural (11,25 R\$/MMBTU) representa, uma redução ou uma elevação da TEQ em cerca de R\$ 6,65 para o CCP de 12% aa e R\$ 7,00 para os CCP's de 15% aa e 18% aa. Estes valores correspondem a 4,8%, 4,6% e 4,5% das respectivas TEQ's esperadas para os CCP's de 12% aa, 15% aa e 18% aa.

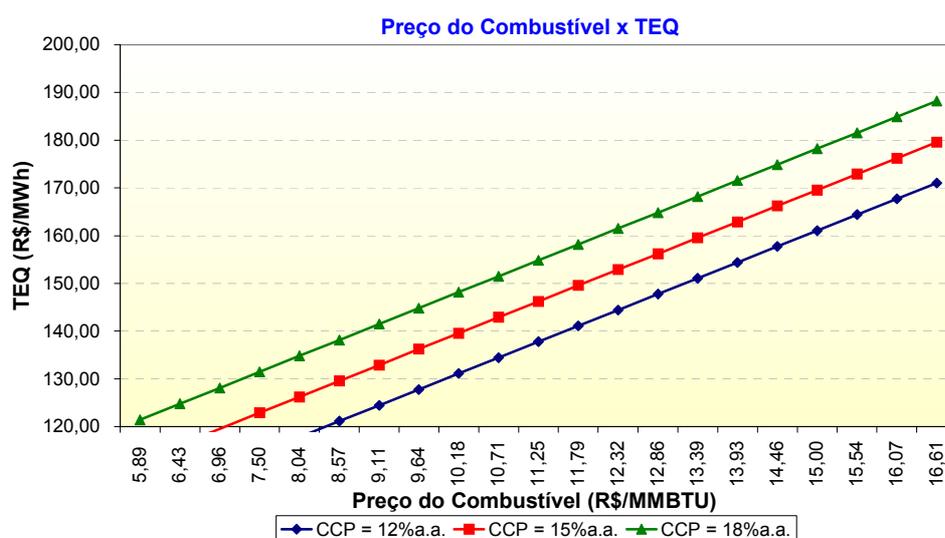


Figura 7.13 – Sensibilidade da tarifa de equilíbrio ao preço do gás.

### 7.3. Análise Probabilística

Por ser o sistema elétrico brasileiro predominantemente constituído por hidrelétricas, está sujeito às constantes variações do regime hídrico. A maior ou menor afluência de água nas bacias hidrográficas, bem como uma maior ou menor oferta ou demanda de energia podem ocasionar oscilações significativas nos preços da energia comercializada, principalmente no curto prazo, que reflete rapidamente essas mudanças. A incerteza com relação ao futuro é uma característica de risco importante a ser considerada pelo investidor que almeja participar das negociações no mercado de curto prazo de energia.

#### 7.3.1. Premissas consideradas

Para o estudo, que está sendo abordado, foram consideradas as seguintes premissas:

- Fator de disponibilidade de 89,94% da estatística (NERC, 2003) apresentada na tabela 4.1, arredondado para 90%;
- Perda de 2% para a transmissão da energia ao *centro de gravidade* do subsistema Nordeste;
- São simuladas as vendas de diferentes parcelas da energia disponível, através de contratos bilaterais, estando o restante colocado à disposição do mercado de curto prazo;
- A usina inflexível em diferentes patamares devido à contratação de gás;
- Que as formas de comercialização da energia produzida serão avaliadas em função da distribuição dos VPL's obtidos com as séries hidrológicas simuladas;
- Três patamares de carga e 2000 séries sintéticas hidrológicas durante as simulações;

- Um custo de déficit de 684,00 R\$/MWh;
- Custos marginais de operação iguais aos preços *spot* da CCEE, com um mínimo de 18,59 R\$/MWh (Resolução ANEEL nº 002, de 22 de janeiro de 2004) e um máximo de 452,00 R\$/MWh (Resolução ANEEL nº 682, de 23 de dezembro de 2003);
- Que 10% do investimento total no projeto, em cada um dos anos de construção (2005 a 2007), tenha sido realizado com capital próprio;
- Considerou-se que 10%, 40% e 20% do investimento total são financiados de terceiros, por 10 anos, com captações respectivamente em 2005, 2006 e 2007, com taxa de juros real de 8% aa, amortização pelo Sistema de Amortização Constante (SAC) e com carência do principal e dos juros durante o período de construção;
- Considerada a capitalização mensal dos juros durante o período de carência;
- Adotou-se um índice mínimo de cobertura anual do serviço da dívida igual ou maior do que 1,3;
- Foram utilizados valores em moeda constante, estando a variação do real protegida por *hedge* cambial durante o pagamento de equipamentos importados, não sendo considerado o custo da proteção (*hedge*);
- Não foram consideradas as inflações interna e externa no período de estudo;
- Receita, custos operacionais, taxas e impostos, considerados variáveis ao longo do período de análise, conforme venda de energia e despacho da usina devido ao mercado *spot*;
- Foi adotada a termelétrica de ciclo combinado, modelo S-207FB da GE Power Systems, potência ISO de 562,5 MW, *heat rate* de 5920 BTU/kWh, eficiência de 57,5 %, conforme modelos ilustrados no *Gas Turbine World 2000-2001 Handbook*;
- Foi considerada a legislação vigente até agosto de 2004.

### 7.3.2. Flexibilização da operação e níveis de contratação de energia

A uma usina flexível é permitida a sua participação tanto no mercado de longo prazo do ACR, considerando que uma parcela da produção estará contratada a um preço previamente definido em leilão, quanto no mercado de curto prazo ou *spot*. Para tal comercialização, necessário se faz que o investidor possa celebrar um contrato de suprimento de gás natural o mais flexível possível, já que aquela parcela disponível para negociação no mercado à vista poderá ser despachada pelo ONS com base no seu custo operativo ou custo próprio de operação declarado. Dessa maneira, quando o preço no mercado de curto prazo estiver superior a este custo, a usina será despachada e sua energia comercializada na CCEE. Para honrar o seu contrato bilateral de longo prazo lhe é permitido, nesse mercado, adquirir a energia proveniente de outros geradores. Portanto, a análise da operação flexível se faz através de simulações para diferentes níveis de flexibilização da contratação do combustível e de diferentes níveis de contratação da energia, sendo imprescindível conhecer o comportamento previsto para o mercado *spot*.

Exemplificando essa operação, pode-se imaginar uma usina com 80% de sua geração disponível contratada no longo prazo e detentora de um contrato de gás natural com flexibilidade de 30% ou um *take or pay* de 70%. O que significa, que 70% de sua potência será despachada incondicionalmente, 10% lhe será opcional, entre adquirir combustível para geração própria ou comprar no curto prazo, a fim de honrar o seu contrato bilateral de venda de energia. Os 20% restantes de sua capacidade de geração poderão ser comercializados na CCEE através do mercado de curto prazo, condicionado o seu despacho a um valor do preço *spot*, neste ambiente, igual ou superior ao custo operativo declarado.

### 7.3.3. Custo marginal de operação e risco de déficit

Segundo Silva, E. (2001), o custo marginal de operação de um sistema hidrotérmico, calculado para o período de apuração e por submercado, corresponde ao preço de curto prazo do submercado. O preço *spot* é determinado pela usina de maior custo que foi utilizada, mas, levando-se em consideração a forte predominância hidráulica do sistema brasileiro, o preço é apurado a partir do valor da água e eventualmente pelo preço de uma unidade termelétrica ou pelos custos de déficit. O sistema hidrotérmico brasileiro, de uma forma geral, apresenta uma acentuada volatilidade dos custos marginais, considerando que a disponibilidade de geração hidráulica é de natureza estocástica, uma vez que depende de regimes hidrológicos.

O sistema elétrico é planejado para um risco de déficit de 5%, o que significa que num conjunto de 2000 séries de afluência hidráulica, 100 delas levem a déficit de energia, independentemente da magnitude (SILVA, E., 2001).

No estudo de caso, deste trabalho, foram utilizados os modelos NEWAVE e ANAFIN, conforme dito anteriormente, com 2000 séries sintéticas de vazões para simulação probabilística da usina térmica, com valores esperadas mensais dos custos marginais de operação e de produção de energia. Sendo assim, são calculados os custos marginais e a geração térmica para cada ano de simulação e para cada cenário hidrológico considerado, que correspondem a uma seqüência de séries de vazões.

A forma de operação flexível da termogeração, dentro das regras vigentes na CCEE, é então definida a partir dos custos marginais, a nível mensal, para cada cenário hidrológico.

#### 7.3.4. Cenários de viabilidade

Nesse estudo, consideraram-se as configurações do sistema elétrico correspondentes a cenários de crescimento da oferta de geração hidráulica, térmica, de fontes alternativas, limites de intercâmbio de energia, demanda e custo de déficit apresentados no plano decenal de expansão 2003 – 2012 (sumário executivo) do MME, apresentado no capítulo 3. A análise de viabilidade probabilística adotou o cenário de crescimento médio da demanda e o cenário B de oferta de energia, ambos considerados, pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), como cenários de referência.

Os cenários para comercialização da energia consideraram que a unidade termelétrica estaria, em relação a sua geração disponível, contratada no longo prazo em 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% e com contratação de combustível flexível em 20% a 100%, com intervalos de 10% , o que corresponde a contratos do tipo *take or pay* de 0% a 80% e que é igualmente equivalente a uma geração mínima de 0% a 80% da potência total da usina, acarretando diferentes simulações e restrições de consumo mínimo de gás natural.

Considerando as variações nos preços de curto prazo, refletidas pelas condições hidrológicas e de oferta e demanda de energia, foram estudados para cada situação de contratos de energia e de combustível, 2000 fluxos de caixa do projeto.

Em todas as simulações, tanto para a análise determinística como para a probabilística, utilizaram-se três cenários de custo de capital próprio solicitado pelo acionista, 12% aa, 15% aa e 18% aa, refletindo os riscos de mercado.

### **7.3.5. Análise de risco**

Observando-se na figura 3.1 o custo marginal de operação para mercado de referência e cenário de oferta B, considerados como os mais prováveis, a média anual dos custos marginais começa a superar o custo operativo da usina simulada, de 24,74 US\$/MWh, a partir de 2009, ano inicial da concentração dos maiores custos marginais projetados. O risco maior de não se remunerar o investimento, no mercado de curto prazo, acontece nos períodos em que os custos marginais são mais reduzidos, a exemplo do ano de 2008, que corresponde ao ano inicial de operação da usina simulada, ou seja, a oportunidade de venda no mercado de curto prazo é inferior para as usinas que não detenham a maior parte ou toda sua energia contratada no longo prazo. Por outro lado, esta situação se torna estratégica para que as usinas contratadas no longo prazo possam adquirir energia a preços inferiores aos seus custos operativos, o que permite honrar seus contratos e reduzir os gastos com manutenção e aquisição de combustível, caso tenha flexibilidade operacional.

### **7.3.6. Resultados da análise probabilística**

A determinação da melhor alternativa de investimento passa inevitavelmente por avaliações de risco, para cada uma das modalidades de contratação da energia elétrica e de combustível, que a empresa estaria disposta a assumir. Para subsidiar decisões por parte do investidor, é informado o valor esperado dos resultados econômicos, de 2000 fluxos de caixa, para cada modelo de contratação e CCP, fruto de um total geral de 432.000 VPL's. Em seguida é analisada a assimetria das distribuições dos VPL's e avaliado o risco de cada uma das

alternativas de investimento, através da dispersão dos resultados (desvio padrão), coeficiente de variação das médias dos VPL's, probabilidade de não se remunerar o investimento, seguindo-se da apresentação dos valores dos VPL's correspondentes aos percentis de 1%, 5% e 10% e, por último, as menores tarifas de energia e correspondentes valores esperados de VPL e da TIR e a mediana dos VPL's, para um risco estimado de 5% de VPL negativo.

Dado que as séries hidrológicas sintéticas são equiprováveis, calculou-se a média dos VPL's de 2000 fluxos de caixa, para cada contrato bilateral de energia e modalidade de contratação do gás natural, para os três cenários de custo de capital próprio e tarifa de energia elétrica de 160,50 R\$/MWh, conforme tabelas 7.3 a 7.5, onde destacou-se os valores positivos e máximos. Conforme se observa, quanto mais energia contratada no longo prazo tiver o empreendedor e mais flexível o contrato de combustível (menor *take or pay*), melhor o resultado esperado.

TABELA 7.3 – VPL médio (12% aa), conforme contratos de energia e gás.

<b>VPL esperado, em Milhões R\$ - CCP de 12% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	-132,5	-2,7	118,8	242,3	365,9	489,5	613,2	<b>736,8</b>
10%	-191,5	-50,9	70,8	194,4	317,9	441,6	565,2	688,8
20%	-256,9	-101,1	22,8	146,4	269,9	393,6	517,2	640,8
30%	-329,7	-155,8	-25,2	98,4	222,0	345,6	469,2	592,9
40%	-409,9	-219,6	-74,0	50,4	174,0	297,6	421,2	544,9
50%	-491,2	-292,6	-128,6	2,4	126,0	249,6	373,3	496,9
60%	-573,9	-370,2	-191,3	-48,3	78,0	201,6	325,3	448,9
70%	-657,3	-450,2	-260,9	-103,7	27,1	153,7	277,3	400,9
80%	-741,1	-531,6	-335,6	-163,4	-25,3	102,3	229,3	352,9

Valores positivos estão destacados em fundo cinza.

Valor máximo está em negrito e contornado.

TABELA 7.4 – VPL médio (15% aa), conforme contratos de energia e gás.

<b>VPL esperado, em Milhões R\$ - CCP de 15% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	-195,5	-90,5	6,7	105,4	204,2	303,1	401,9	<b>500,8</b>
10%	-244,4	-129,5	-32,1	66,7	165,5	264,3	363,2	462,0
20%	-298,1	-170,5	-70,9	27,9	126,7	225,6	324,4	423,3
30%	-357,8	-216,0	-109,6	-10,8	88,0	186,8	285,7	384,5
40%	-422,9	-268,7	-149,3	-49,6	49,2	148,0	246,9	345,7
50%	-488,9	-328,5	-194,4	-88,4	10,4	109,3	208,1	307,0
60%	-555,9	-391,8	-246,3	-129,4	-28,3	70,5	169,4	268,2
70%	-623,4	-456,9	-303,6	-174,8	-69,5	31,8	130,6	229,5
80%	-691,1	-522,9	-364,7	-224,4	-111,8	-9,8	91,8	190,7

Valores positivos estão destacados em fundo cinza.

Valor máximo está em negrito e contornado.

TABELA 7.5 – VPL médio (18% aa), conforme contratos de energia e gás.

<b>VPL esperado, em Milhões R\$ - CCP de 18% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	-233,1	-146,4	-67,0	13,7	94,4	175,1	255,9	<b>336,6</b>
10%	-274,3	-178,5	-98,9	-18,2	62,4	143,2	223,9	304,6
20%	-319,2	-212,8	-130,9	-50,2	30,5	111,2	191,9	272,7
30%	-369,0	-251,3	-162,9	-82,2	-1,5	79,2	160,0	240,7
40%	-423,0	-295,5	-195,7	-114,1	-33,5	47,3	128,0	208,7
50%	-477,6	-345,5	-233,7	-146,1	-65,4	15,3	96,0	176,8
60%	-533,0	-398,1	-277,5	-180,0	-97,4	-16,7	64,1	144,8
70%	-588,7	-452,1	-325,4	-218,1	-131,3	-48,6	32,1	112,8
80%	-644,7	-506,8	-376,4	-259,9	-166,2	-82,9	0,1	80,9

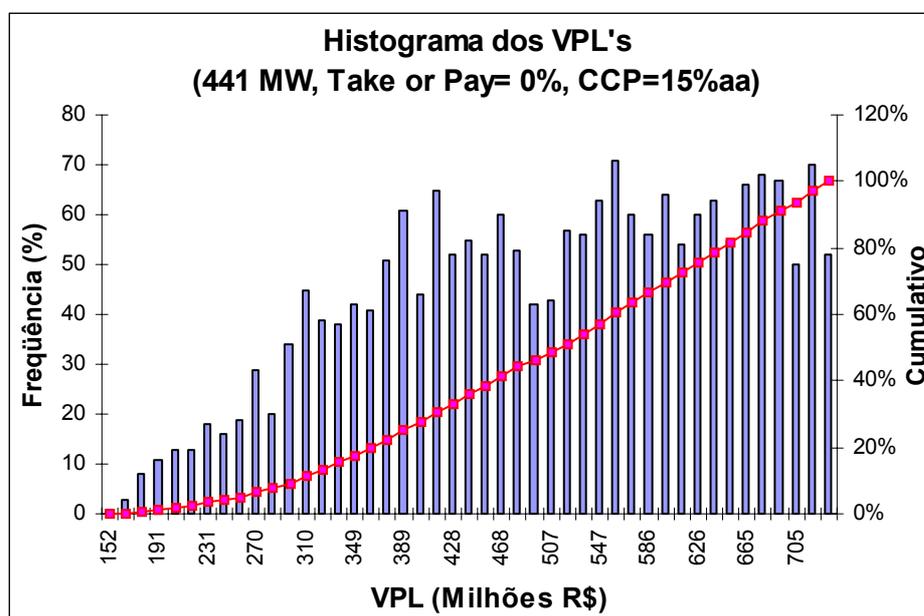
Valores positivos estão destacados em fundo cinza.

Valor máximo está em negrito e contornado.

Necessário se faz, pesquisar a assimetria da distribuição dos VPL's, que como pode ser visto na tabela 7.6 e figuras 7.14 e 7.15, há uma assimetria negativa ou inclinação à esquerda, fazendo com que a média dos VPL's fique deslocada para a esquerda, não sendo neste caso a melhor medida de tendência central.

TABELA 7.6 – Assimetria dos VPL's conforme contato de gás e CCP.

<b>Assimetria das distribuições de VPL</b>			
Take or Pay	Energia contratada (441,0 MW médios)		
	CCP de 12% aa	CCP de 15% aa	CCP de 18% aa
0%	-1.563.612,1	-805.011,0	-449.839,8
10%	-1.098.176,1	-565.385,7	-315.937,1
20%	-735.691,6	-378.764,1	-211.653,1
30%	-463.292,2	-238.521,9	-133.285,8
40%	-268.108,9	-138.033,3	-77.133,0
50%	-137.272,1	-70.673,2	-39.492,1
60%	-57.911,6	-29.815,2	-16.660,7
70%	-17.159,0	-8.834,1	-4.936,5
80%	-2.144,9	-1.104,3	-617,1

Figura 7.14 – Histograma dos VPL's para um *take or pay* de 0%.

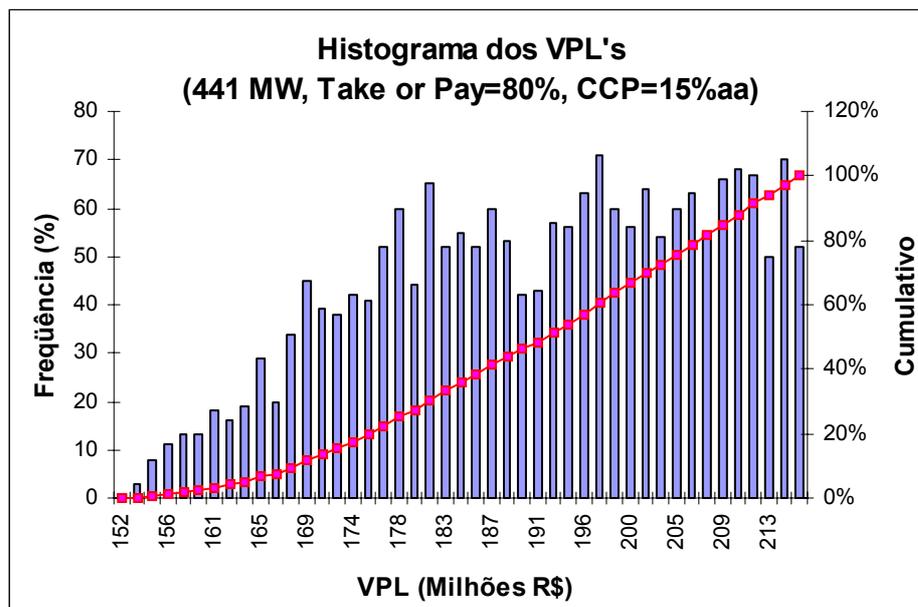


Figura 7.15 – Histograma dos VPL's para um *take or pay* de 80%.

Diante dos resultados acima é importante se investigar a mediana das distribuições dos VPL's, que para os casos de distribuições assimétricas é uma medida mais robusta de tendência central, não sendo afetada por valores extremos.

As tabelas 7.7 a 7.9 apresentam os valores das medianas das distribuições dos VPL's e destacam os valores positivos e máximos. Alguns dos projetos não mais se mostram viáveis.

TABELA 7.7 – Mediana da distribuição dos VPL's (12% aa).

<b>Mediana dos VPL's, em Milhões R\$ - CCP de 12% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	-277,0	-102,1	60,9	213,9	354,8	491,1	617,0	<b>754,6</b>
10%	-345,7	-171,3	-2,0	157,0	303,1	441,6	567,7	704,7
20%	-419,2	-232,5	-69,8	97,3	250,9	389,5	519,2	654,7
30%	-496,4	-292,0	-132,7	33,1	194,0	338,2	470,3	604,7
40%	-576,2	-357,0	-188,0	-33,8	133,2	286,9	422,1	554,8
50%	-655,6	-430,1	-242,6	-88,8	66,4	231,0	373,3	504,8
60%	-741,2	-506,6	-303,2	-140,7	9,6	169,0	321,6	454,9
70%	-829,8	-589,7	-370,6	-194,8	-41,5	108,1	268,0	404,9
80%	-923,6	-678,2	-448,0	-252,8	-94,7	57,0	206,5	354,9

Valores positivos estão destacados em fundo cinza.

Valor máximo está em negrito e contornado.

TABELA 7.8 – Mediana da distribuição dos VPL's (15% aa).

<b>Mediana dos VPL's, em Milhões R\$ - CCP de 15% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MWmédios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	-306,8	-168,8	-39,2	82,3	195,6	304,6	404,2	<b>514,5</b>
10%	-363,1	-224,0	-89,7	36,9	154,3	263,4	366,3	474,2
20%	-422,0	-271,4	-143,1	-11,0	111,5	222,2	326,8	434,0
30%	-483,5	-319,5	-192,5	-62,4	65,7	181,1	287,1	393,7
40%	-549,8	-373,9	-235,9	-114,7	17,2	139,6	248,4	353,4
50%	-617,4	-436,0	-281,5	-157,9	-36,3	94,4	207,7	313,1
60%	-685,9	-499,5	-333,1	-199,3	-80,4	44,8	166,5	272,8
70%	-751,2	-562,1	-389,9	-244,2	-121,9	-3,0	123,2	232,5
80%	-819,9	-630,8	-451,6	-293,9	-164,1	-44,8	74,5	192,2

Valores positivos estão destacados em fundo cinza.

Valor máximo está em negrito e contornado.

TABELA 7.9 – Mediana da distribuição dos VPL's (18% aa).

<b>Mediana dos VPL's, em Milhões R\$ - CCP de 18% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MWmédios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	-322,3	-209,0	-104,7	-4,8	87,8	175,3	259,0	<b>347,7</b>
10%	-367,6	-254,1	-145,5	-42,4	53,2	141,9	226,9	314,5
20%	-415,4	-292,1	-188,8	-81,9	17,3	108,5	194,0	281,3
30%	-468,4	-332,9	-228,6	-123,5	-19,6	74,8	161,7	248,1
40%	-523,6	-378,4	-263,9	-165,9	-59,4	40,1	129,3	214,9
50%	-578,6	-429,2	-302,5	-201,0	-103,0	3,3	95,4	181,7
60%	-634,2	-482,8	-345,9	-235,7	-138,6	-37,3	61,9	148,5
70%	-691,4	-537,3	-393,2	-273,0	-172,5	-76,1	26,1	115,3
80%	-750,2	-595,3	-446,7	-314,5	-207,6	-110,5	-13,6	82,1

Valores positivos estão destacados em fundo cinza.

Valor máximo está em negrito e contornado.

As tabelas 7.10 a 7.12 apresentam os resultados da dispersão dos VPL's, onde se verifica, que para o mesmo nível de contratação de combustível ou de inflexibilidade operacional, os

menores desvios padrão acontecem nos níveis mais elevados de contratação de energia. Por outro lado, para uma menor contratação de energia a dispersão cresce com o *take or pay*.

TABELA 7.10 – Medida de risco pelo desvio padrão dos VPL's (12% aa).

Take or Pay	<b>Desvio padrão dos VPL's (Milhões R\$) - CCP de 12% aa</b>							
	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	358,0	290,8	226,7	169,6	125,7	111,8	137,3	186,7
10%	374,8	302,0	235,9	175,2	124,2	99,0	117,7	165,9
20%	394,9	314,8	246,5	183,0	126,1	89,3	98,5	145,2
30%	418,4	330,4	258,4	192,8	131,3	83,8	80,2	124,5
40%	445,7	350,8	271,5	204,2	139,5	83,1	63,3	103,7
50%	474,4	375,2	287,4	217,0	150,1	87,5	49,5	83,0
60%	504,6	402,7	307,7	231,4	162,7	96,3	41,9	62,2
70%	535,7	432,3	332,3	248,3	177,3	108,4	43,8	41,5
80%	567,5	463,2	360,1	268,3	193,5	123,5	54,2	20,7

Valor mínimo está destacado em fundo cinza.

TABELA 7.11 – Medida de risco pelo desvio padrão dos VPL's (15% aa).

Take or Pay	<b>Desvio padrão dos VPL's (Milhões R\$) - CCP de 15% aa</b>							
	Energia contratada (MW médio)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	272,1	220,1	171,0	127,3	93,8	84,1	104,8	143,3
10%	285,8	229,0	178,4	131,8	92,8	74,2	89,7	127,4
20%	302,0	239,3	186,8	138,1	94,5	66,8	75,0	111,4
30%	320,8	252,1	196,1	145,9	98,8	62,5	60,8	95,5
40%	342,2	268,6	206,5	154,9	105,4	62,2	47,8	79,6
50%	364,7	288,1	219,4	165,0	113,8	65,9	37,1	63,7
60%	388,2	309,8	236,0	176,3	123,7	72,9	31,3	47,8
70%	412,3	332,9	255,6	189,8	135,1	82,4	32,9	31,8
80%	436,9	357,0	277,6	206,1	147,7	94,2	41,2	15,9

Valor mínimo está destacado em fundo cinza.

TABELA 7.12 – Medida de risco pelo desvio padrão dos VPL's (18% aa).

Take or Pay	<b>Desvio padrão dos VPL's (Milhões R\$) - CCP de 18% aa</b>							
	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	212,6	171,3	132,6	98,2	72,0	65,0	82,2	113,0
10%	224,1	178,6	138,7	102,0	71,3	57,2	70,2	100,4
20%	237,4	187,0	145,5	107,2	72,8	51,3	58,6	87,9
30%	252,8	197,8	153,1	113,5	76,4	48,0	47,4	75,3
40%	270,0	211,5	161,5	120,8	81,8	47,9	37,1	62,8
50%	288,0	227,4	172,3	128,9	88,6	50,9	28,6	50,2
60%	306,8	244,9	186,0	138,1	96,6	56,7	24,0	37,7
70%	326,0	263,4	202,1	149,1	105,8	64,4	25,5	25,1
80%	345,5	282,6	219,9	162,8	115,9	73,8	32,2	12,6

A figura 7.16 ilustra, para uma melhor percepção do leitor, as observações citadas anteriormente e mostra as inflexões nos pontos de mínimo que ocorrem nas funções representativas do desvio padrão para contratos de *take or pay* de 0 a 60%, acontecendo uma mudança de direção dentro da faixa aproximada de 80% a 90% da produção total disponível para contratação bilateral (352,8 a 396,9 MW médios). Para contratos de *take or pay* de 70% e 80% o menor desvio padrão dos VPL's se dá para o maior nível de contratação de energia (441 MW médios). Como se verifica, acontece uma inversão do risco econômico-financeiro, do ponto de vista do desvio padrão dos VPL's. Por exemplo, de um risco elevado, para o caso extremo de um contrato *take or pay* de 80% e um nível inferior de contratos bilaterais de energia, passa-se a ter um risco mínimo para contratação máxima de energia. Isso se explica, por uma maior oportunidade de negociação no mercado de curto prazo para as usinas menos contratadas, e ainda, pelos baixos preços *spot* e falta de flexibilidade operacional, estando aquelas menos contratadas mais expostas à volatilidade dos preços *spot* do que aquelas mais contratadas no longo prazo.

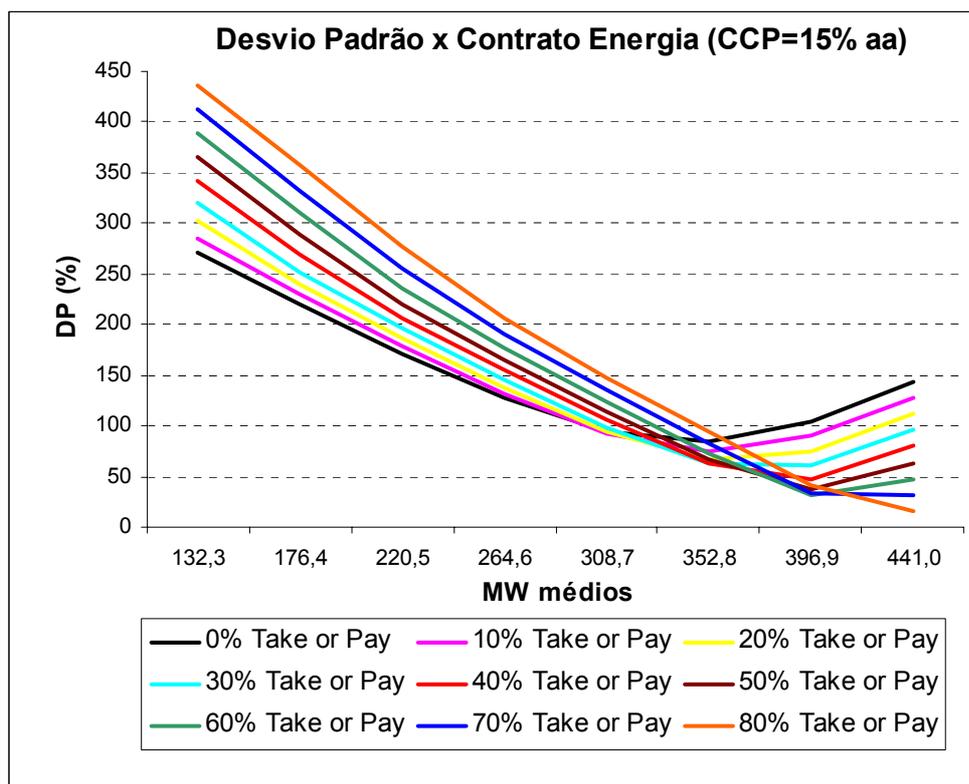


Figura 7.16 – Desvio padrão dos VPL's versus contratos de energia.

De um modo geral, os coeficientes de variação apresentados nas tabelas 7.13 a 7.15 se mostram inferiores nas faixas em que a usina se encontra mais contratada, atingindo o menor nível de risco, para a máxima contratação de combustível e de energia.

TABELA 7.13 – Medida de risco pelo coeficiente de variação dos VPL's (12% aa).

Take or Pay	<b>Coeficiente de variação dos VPL's (%) - CCP de 12% aa</b>							
	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	270,3	10611,5	190,9	70,0	34,3	22,8	22,4	25,3
10%	195,7	593,4	333,2	90,1	39,1	22,4	20,8	24,1
20%	153,7	311,4	1080,3	125,0	46,7	22,7	19,1	22,7
30%	126,9	212,1	1026,4	195,9	59,2	24,2	17,1	21,0
40%	108,7	159,7	367,0	405,0	80,2	27,9	15,0	19,0
50%	96,6	128,2	223,5	8937,2	119,1	35,1	13,3	16,7
60%	87,9	108,8	160,9	478,9	208,5	47,8	12,9	13,9
70%	81,5	96,0	127,4	239,5	655,5	70,6	15,8	10,3
80%	76,6	87,1	107,3	164,2	765,4	120,8	23,6	5,9

Valor mínimo está destacado em fundo cinza.

TABELA 7.14 – Medida de risco pelo coeficiente de variação dos VPL's (15% aa).

<b>Coeficiente de variação dos VPL's (%) - CCP de 15% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	139,2	243,1	2564,5	120,7	45,9	27,7	26,1	28,6
10%	116,9	176,9	555,8	197,7	56,1	28,1	24,7	27,6
20%	101,3	140,3	263,6	494,7	74,6	29,6	23,1	26,3
30%	89,7	116,7	178,9	1345,9	112,3	33,5	21,3	24,8
40%	80,9	100,0	138,3	312,3	214,1	42,0	19,4	23,0
50%	74,6	87,7	112,9	186,7	1090,0	60,3	17,8	20,7
60%	69,8	79,1	95,8	136,2	436,5	103,4	18,5	17,8
70%	66,1	72,9	84,2	108,5	194,5	259,6	25,2	13,9
80%	63,2	68,3	76,1	91,8	132,1	965,3	44,9	8,3

Valor mínimo está destacado em fundo cinza.

TABELA 7.15 – Medida de risco pelo coeficiente de variação dos VPL's (18% aa).

<b>Coeficiente de variação dos VPL's (%) - CCP de 18% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	91,2	117,1	198,1	715,5	76,2	37,1	32,1	33,6
10%	81,7	100,0	140,2	558,9	114,2	39,9	31,4	33,0
20%	74,4	87,9	111,2	213,4	239,0	46,1	30,5	32,2
30%	68,5	78,7	94,0	138,1	5117,3	60,5	29,6	31,3
40%	63,8	71,6	82,5	105,8	244,5	101,3	29,0	30,1
50%	60,3	65,8	73,7	88,2	135,5	333,0	29,8	28,4
60%	57,6	61,5	67,0	76,7	99,2	340,1	37,4	26,0
70%	55,4	58,3	62,1	68,4	80,6	132,4	79,3	22,2
80%	53,6	55,8	58,4	62,6	69,7	89,1	23953,9	15,5

Valor mínimo está destacado em fundo cinza.

As tabelas 7.16 a 7.18 mostram a probabilidade de se ter VPL's negativos para o projeto analisado, com tarifa de energia elétrica de 160,50 R\$/MWh e para os três cenários de custo de capital próprio. Os resultados em fundo cinza correspondem a probabilidades iguais ou inferiores a 5%.

TABELA 7.16 – Probabilidade de se ter VPL negativo (CCP = 12% aa).

<b>Probabilidade de VPL &lt; 0 (%) - CCP de 12% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	81,2	75,3	21,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
10%	82,9	77,6	51,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
20%	84,3	80,0	71,4	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0
30%	85,8	81,9	75,8	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0
40%	87,2	83,4	78,6	64,1	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	88,2	85,0	81,1	71,2	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	89,0	86,8	82,9	75,2	43,2	0,0	0,0	0,0
70%	89,5	87,7	84,6	79,6	63,7	0,0	0,0	0,0
80%	90,1	88,8	86,1	81,8	71,9	0,0	0,0	0,0

Probabilidades inferiores ou igual a 5% estão em fundo cinza.

TABELA 7.17 – Probabilidade de se ter VPL negativo (CCP = 15% aa).

<b>Probabilidade de VPL &lt; 0 (%) - CCP de 15% aa</b>								
Take or Pay	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	86,5	81,8	75,1	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0
10%	87,9	83,9	78,8	25,3	0,1	0,0	0,0	0,0
20%	89,0	86,1	81,1	61,1	0,6	0,0	0,0	0,0
30%	89,5	87,7	83,1	76,5	3,6	0,0	0,0	0,0
40%	90,1	88,9	85,5	79,3	28,3	0,0	0,0	0,0
50%	90,9	89,4	87,6	82,2	70,6	0,0	0,0	0,0
60%	91,8	90,0	88,7	84,7	76,7	0,0	0,0	0,0
70%	92,2	91,2	89,5	87,2	81,1	53,3	0,0	0,0
80%	92,5	91,8	90,4	88,7	84,4	71,4	0,0	0,0

Probabilidades inferiores ou igual a 5% estão em fundo cinza.

TABELA 7.18 – Probabilidade de se ter VPL negativo (CCP = 18% aa).

Take or Pay	Probabilidade de VPL < 0 (%) - CCP de 18% aa							
	Energia contratada (MW médios)							
	132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	90,2	88,2	84,7	53,6	4,8	0,0	0,0	0,0
10%	90,7	89,0	86,7	80,2	13,2	0,1	0,0	0,0
20%	91,6	90,3	88,4	83,8	32,8	0,5	0,0	0,0
30%	92,1	91,0	89,6	86,5	75,6	1,6	0,0	0,0
40%	92,6	91,8	90,5	88,5	82,5	7,3	0,0	0,0
50%	92,9	92,2	91,6	89,9	86,0	43,6	0,0	0,0
60%	93,2	92,8	92,2	91,1	88,8	79,6	0,0	0,0
70%	93,4	93,1	92,8	91,9	90,3	85,3	0,1	0,0
80%	93,7	93,4	93,1	92,6	91,7	89,1	71,0	0,0

Probabilidades inferiores ou igual a 5% estão em fundo cinza.

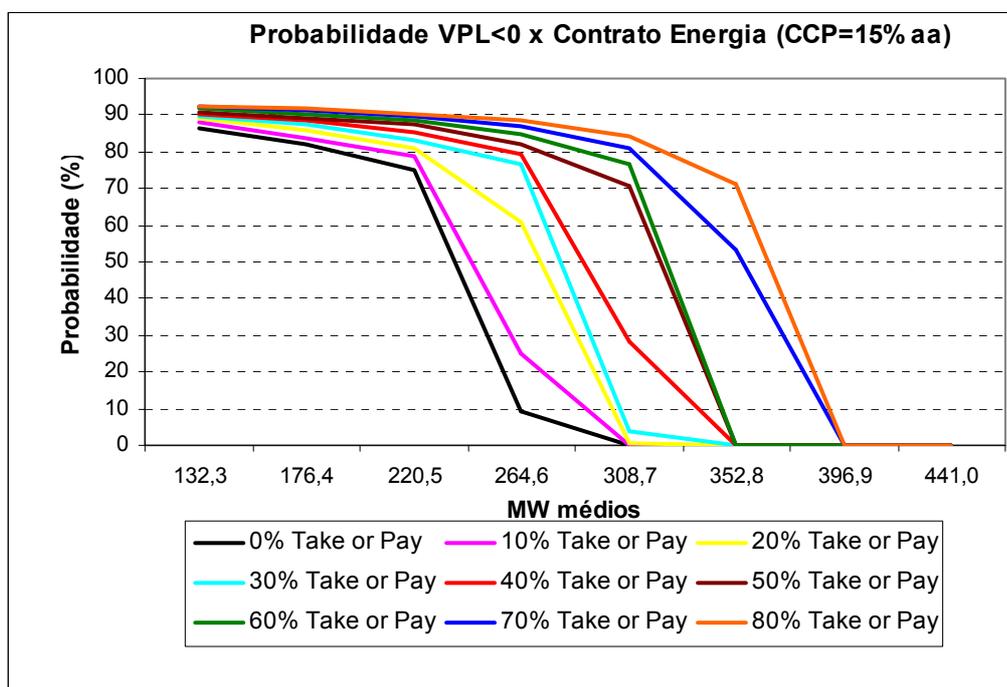


Figura 7.17 – Probabilidade de VPL negativo versus contratos de energia.

Assim como pode ser observado nas tabelas anteriores, a figura 7.17 mostra, com maior clareza, que para um mesmo nível de venda de energia de longo prazo os menores riscos acontecem para os contratos *take or pay* inferiores. Por outro lado, para um mesmo contrato

de combustível, quanto maior for o nível de energia contratado, menor a probabilidade do projeto vir a ser inviável.

As tabelas 7.19 a 7.21 trazem os valores de VPL correspondentes aos percentis de 1%, 5% e 10%, para cada uma das possibilidades de contrato bilateral de energia e de compra de combustível, para três cenários de custo de capital próprio requerido pelo acionista.

Por exemplo, na tabela 7.19, para uma celebração de um contrato de energia de 352,8 MW médios e um contrato *take or pay* de 70%, o percentil de 1% corresponde ao VPL de 86,8 milhões de reais, significando dizer que este valor está acima de 1% dos 2000 VPL's resultantes de variações nos fluxos de caixa devido às mudanças nos preços de curto prazo, o que significa um risco de 1% de valores inferiores ao indicado. Este tipo de avaliação permite ao investidor, conforme o seu grau de aversão ao risco, identificar, dentro das possibilidades comerciais de contratação de combustível e de venda de energia, aquela que lhe parece mais acertada.

Como se observa, para cada modalidade de contrato *take or pay*, independente do custo de capital próprio analisado, os melhores resultados acontecem para o nível de plena contratação de energia ou, em outras palavras, quando se disponibiliza toda a produção de energia por meio da contratação bilateral de longo prazo.

Comparando-se os resultados entre os diferentes tipos de contratação de gás natural e custo de capital próprio, os melhores retornos para o investidor se dão para os contratos de *take or pay* mais flexíveis.

TABELA 7.19 – Medida de risco através do percentil dos VPL's (CCP = 12% aa).

		<b>Percentil dos VPL's (Milhões R\$) - CCP de 12% aa</b>							
Take or Pay	Per-centil	Energia contratada (MW médios)							
		132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	1%	-383,9	-221,5	-86,0	40,8	157,5	262,4	336,4	347,3
	5%	-361,1	-195,2	-51,5	80,1	202,2	312,5	391,1	423,1
	10%	-344,1	-177,0	-30,8	105,9	231,5	342,0	426,2	473,9
10%	1%	-446,6	-259,8	-118,5	15,7	135,0	249,9	326,7	342,6
	5%	-429,6	-240,3	-91,7	47,5	176,8	288,3	375,1	410,0
	10%	-418,6	-226,7	-75,1	67,7	199,6	315,5	404,3	455,1
20%	1%	-518,6	-304,8	-153,5	-14,5	114,1	229,0	316,7	337,9
	5%	-510,0	-292,6	-134,6	12,8	144,0	264,2	357,0	396,9
	10%	-504,7	-284,6	-122,5	28,1	164,4	288,5	382,4	436,3
30%	1%	-616,2	-366,0	-192,4	-46,7	88,0	206,6	302,9	333,2
	5%	-615,0	-359,7	-182,5	-29,2	111,9	236,5	339,5	383,7
	10%	-612,7	-356,1	-175,1	-17,3	127,0	256,0	359,4	417,6
40%	1%	-750,6	-457,3	-241,9	-83,8	58,3	185,2	291,3	328,5
	5%	-745,3	-455,9	-237,4	-75,4	74,9	209,0	319,8	370,6
	10%	-736,7	-453,3	-234,5	-67,8	86,2	223,3	336,2	398,8
50%	1%	-886,6	-579,9	-319,2	-131,4	22,1	160,3	277,4	323,8
	5%	-877,2	-574,7	-317,8	-127,9	32,0	176,3	296,6	357,5
	10%	-862,7	-566,3	-315,3	-125,5	38,8	186,3	310,2	380,0
60%	1%	-1025,3	-712,7	-427,5	-203,1	-22,3	129,1	255,8	319,1
	5%	-1012,0	-703,1	-422,4	-201,6	-19,7	137,9	270,7	344,4
	10%	-992,0	-688,9	-414,3	-199,1	-17,9	143,8	280,5	361,3
70%	1%	-1164,1	-847,8	-547,1	-294,3	-96,7	86,8	232,6	314,4
	5%	-1146,8	-834,7	-538,2	-289,9	-95,0	88,5	240,6	331,2
	10%	-1121,3	-814,7	-525,1	-283,3	-92,2	89,7	245,7	342,5
80%	1%	-1302,8	-985,1	-676,4	-397,8	-180,9	9,2	195,9	309,7
	5%	-1281,6	-967,4	-663,0	-389,4	-176,8	11,1	196,8	318,1
	10%	-1250,1	-941,5	-643,7	-377,0	-170,8	14,0	197,3	323,7

Os percentis positivos estão destacados em fundo cinza

TABELA 7.20 – Medida de risco através do percentil dos VPL's (CCP = 15% aa).

		<b>Percentil dos VPL's (Milhões R\$) - CCP de 15% aa</b>							
Take or Pay	Per-centil	Energia contratada (MW médios)							
		132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	1%	-392,1	-259,6	-150,0	-48,5	41,5	126,8	186,5	188,2
	5%	-373,9	-239,6	-124,6	-17,6	82,6	168,3	229,4	255,0
	10%	-360,7	-225,3	-107,2	1,9	104,6	192,4	259,4	300,3
10%	1%	-444,6	-291,7	-177,6	-71,2	27,2	113,5	176,1	184,2
	5%	-431,4	-276,7	-157,3	-45,6	58,0	147,6	216,3	243,5
	10%	-423,3	-266,4	-144,2	-29,3	76,5	169,5	240,8	283,8
20%	1%	-504,5	-330,2	-207,2	-95,9	7,7	97,4	167,6	180,2
	5%	-497,9	-320,7	-192,8	-75,1	31,9	127,8	201,2	232,1
	10%	-494,1	-314,5	-183,7	-62,4	47,2	147,4	221,8	267,4
30%	1%	-584,5	-382,5	-239,6	-123,3	-15,4	78,3	157,3	176,1
	5%	-583,5	-377,2	-231,9	-109,8	3,8	105,7	185,7	220,6
	10%	-581,7	-374,4	-226,6	-100,2	16,0	120,4	202,8	250,9
40%	1%	-691,9	-456,8	-281,2	-153,9	-40,6	62,2	145,0	172,1
	5%	-687,6	-455,6	-277,5	-147,5	-26,6	81,1	168,8	209,2
	10%	-680,8	-453,5	-275,5	-141,9	-18,2	91,7	182,9	234,4
50%	1%	-800,4	-555,8	-345,0	-193,0	-70,5	40,4	132,7	168,1
	5%	-792,9	-551,6	-343,8	-190,4	-62,6	53,2	149,8	197,7
	10%	-781,1	-544,9	-341,8	-188,7	-57,5	61,3	160,7	217,9
60%	1%	-910,7	-661,9	-433,2	-250,7	-106,8	14,3	115,1	164,0
	5%	-900,0	-654,3	-429,0	-249,6	-104,8	21,1	128,8	186,3
	10%	-883,5	-642,5	-422,7	-247,5	-103,5	25,9	136,2	201,4
70%	1%	-1021,0	-769,9	-529,6	-325,0	-166,4	-20,5	96,2	160,0
	5%	-1007,1	-759,0	-522,4	-321,4	-165,0	-19,2	102,5	174,8
	10%	-986,5	-742,8	-511,5	-315,8	-162,8	-18,4	106,6	184,9
80%	1%	-1131,4	-879,2	-633,3	-409,7	-233,4	-82,6	65,7	156,0
	5%	-1114,3	-865,0	-622,6	-402,8	-230,1	-81,0	66,4	163,4
	10%	-1089,0	-844,2	-607,1	-392,5	-225,2	-78,6	66,8	168,4

Os percentis positivos estão destacados em fundo cinza

TABELA 7.21 – Medida de risco através do percentil dos VPL's (CCP = 18% aa).

		<b>Percentil dos VPL's (Milhões R\$) - CCP de 18% aa</b>							
Take or Pay	Per-centil	Energia contratada (MW médios)							
		132,3	176,4	220,5	264,6	308,7	352,8	396,9	441,0
0%	1%	-390,1	-280,5	-192,2	-109,7	-34,2	35,3	80,5	81,6
	5%	-375,7	-264,2	-169,9	-81,9	0,7	68,7	116,7	139,7
	10%	-365,9	-253,2	-156,3	-65,6	18,6	89,2	145,3	179,9
10%	1%	-435,1	-307,1	-214,1	-127,9	-47,3	21,6	73,5	78,0
	5%	-424,7	-295,4	-197,6	-106,3	-20,1	52,6	105,5	129,6
	10%	-418,2	-287,8	-186,8	-92,5	-5,1	70,8	128,5	165,3
20%	1%	-485,9	-341,2	-239,0	-148,3	-64,9	9,4	66,1	74,3
	5%	-480,5	-333,4	-227,6	-131,4	-42,5	35,9	94,8	119,5
	10%	-477,6	-328,3	-220,7	-121,7	-30,4	50,2	111,6	150,8
30%	1%	-552,2	-385,4	-266,2	-171,4	-83,7	-6,5	59,2	70,7
	5%	-551,4	-381,4	-260,4	-160,3	-67,5	16,7	80,7	109,4
	10%	-550,0	-379,3	-256,0	-152,9	-57,1	28,7	96,3	136,2
40%	1%	-639,9	-447,6	-301,5	-196,7	-104,9	-20,6	46,5	67,1
	5%	-636,4	-446,6	-298,6	-191,9	-93,1	-4,6	66,5	99,3
	10%	-630,8	-445,0	-297,1	-187,7	-86,5	4,6	78,4	121,7
50%	1%	-728,3	-529,0	-355,3	-230,1	-129,3	-39,5	35,2	63,4
	5%	-722,2	-525,7	-354,4	-227,9	-123,5	-28,7	50,7	89,2
	10%	-712,7	-520,0	-352,7	-226,6	-119,6	-21,8	59,9	107,1
60%	1%	-818,0	-615,8	-428,4	-277,3	-160,4	-61,2	21,2	59,8
	5%	-809,2	-609,6	-425,2	-276,3	-158,7	-55,7	32,8	79,2
	10%	-795,6	-599,8	-419,8	-274,7	-157,8	-52,0	38,8	92,6
70%	1%	-907,6	-703,8	-507,7	-339,0	-209,0	-90,6	4,7	56,2
	5%	-896,3	-695,0	-502,0	-336,1	-207,8	-89,5	10,1	69,1
	10%	-878,7	-681,4	-493,0	-331,4	-206,1	-88,9	13,6	78,0
80%	1%	-997,3	-792,8	-592,6	-409,4	-263,4	-141,1	-20,9	52,5
	5%	-983,3	-781,2	-583,9	-404,1	-260,7	-139,8	-20,3	59,0
	10%	-961,9	-763,5	-570,7	-395,7	-256,5	-137,9	-20,0	63,5

Os percentis positivos estão destacados em fundo cinza

A figura 7.18, a seguir, ilustra os valores correspondentes ao percentil de 5% das distribuições de VPL's, conforme contratos de energia e de combustível, para um custo de capital próprio de 15% aa. O crescimento dos respectivos valores de VPL ocorre conforme cresce o montante de contratação de energia durante o leilão e diminui o volume fixo anual contratado de gás natural.

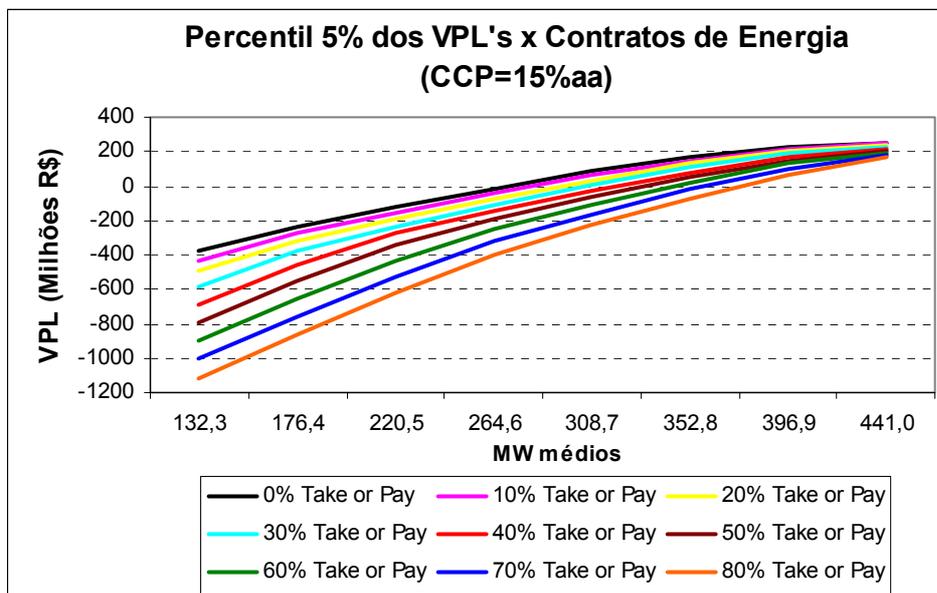


Figura 7.18 – Percentil 5% dos VPL's versus contratos de energia.

Considerando a competitividade existente em um leilão de compra de venda de energia, as tabelas 7.22 a 7.24 apresentam, para as melhores modalidades de contratação de energia (contratos de 441 MW médios), as menores tarifas a serem ofertadas, possíveis de atenderem a condição de um risco de 5% de probabilidade de VPL negativo, considerando que o agente financiador aceite uma outra forma de garantia de pagamento do saldo devedor, diferente da exigência de um índice de cobertura mínimo do serviço da dívida de 1,3.

Como resultados para as tarifas de energia obtidas, as tabelas mostram, para os respectivos custos de capital próprio e modalidade de contratação do gás natural ou inflexibilidade da usina, uma síntese das simulações probabilísticas traduzidas nos índices de avaliação econômico-financeira, quais sejam: VPL esperado, TIR média e mediana da respectiva distribuição dos VPL's.

TABELA 7.22 – Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% (CCP = 12% aa).

<b>Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% de VPL negativo (Contrato de 441 MW médios e CCP requerido de 12% aa)</b>				
Take or Pay	Tarifa (R\$/MWh)	VPL médio (Milhões R\$)	TIR média (% aa)	Mediana VPL's (Milhões R\$)
0%	129,00	314,27	21,03	332,09
10%	130,00	279,70	19,98	295,54
20%	130,90	243,79	18,91	257,65
30%	131,90	209,22	17,87	221,11
40%	132,90	174,65	16,74	184,56
50%	133,85	139,41	15,77	147,34
60%	134,85	104,85	14,80	110,79
70%	135,82	69,88	13,87	73,84
80%	136,78	34,77	12,93	36,75

TABELA 7.23 – Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% (CCP = 15% aa).

<b>Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% de VPL negativo (Contrato de 441 MW médios e CCP requerido de 15% aa)</b>				
Take or Pay	Tarifa (R\$/MWh)	VPL médio (Milhões R\$)	TIR média (% aa)	Mediana VPL's (Milhões R\$)
0%	136,60	246,46	23,26	260,19
10%	137,60	218,33	22,31	230,54
20%	138,70	191,28	21,39	201,96
30%	139,80	164,22	20,48	173,38
40%	140,85	136,63	19,55	144,27
50%	141,95	109,58	18,64	115,68
60%	143,00	81,99	17,72	86,57
70%	144,07	54,61	16,81	57,67
80%	145,15	27,34	15,90	28,88

TABELA 7.24 – Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% (CCP = 18% aa).

<b>Tarifas de energia e resultados esperados para um risco de 5% de VPL negativo (Contrato de 441 MW médios e CCP requerido de 18% aa)</b>				
Take or Pay	Tarifa (R\$/MWh)	VPL médio (Milhões R\$)	TIR média (% aa)	Mediana VPL's (Milhões R\$)
0%	144,50	198,55	26,06	209,68
10%	145,50	175,21	25,11	185,11
20%	146,70	153,60	24,22	162,26
30%	147,90	131,99	23,34	139,41
40%	149,00	109,51	22,42	115,70
50%	150,20	87,90	21,54	92,85
60%	151,40	66,29	20,67	70,00
70%	152,55	44,24	19,78	46,72
80%	153,70	22,20	18,89	23,44

# Capítulo 8

## Conclusões e Recomendações

O presente trabalho procurou atender os objetivos propostos no primeiro capítulo adequando a análise às novas regras do modelo do setor elétrico brasileiro. Os itens a seguir apresentam as principais conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

### 8.1. Conclusões

Devido a grande participação de hidrelétricas no sistema elétrico interligado brasileiro, as condições hidrológicas afetam profundamente esse sistema. A inserção de usinas termelétricas a gás natural à rede elétrica, além de trazer uma maior estabilidade à oferta de energia, pois independe de variáveis estocásticas como acontece em outras fontes de energia, é atualmente uma alternativa viável. Tem a grande vantagem de demandar um tempo de construção bem inferior ao das grandes hidrelétricas, o que evita, quando não há tempo hábil, riscos de racionamento decorrentes da falta de investimentos para atendimento a um mercado crescente.

Um estudo puramente determinístico de uma termelétrica não explora oportunidades de ganho que o empreendedor pode usufruir ao longo do tempo, através de negociações no mercado de

curto prazo, conforme mostra os resultados do estudo de caso. Um estudo probabilístico pode apontar para o investidor quais as melhores modalidades de venda de energia e de contratação de combustível, de tal forma, que esse possa ter um maior retorno para o capital investido, dentro de uma probabilidade esperada de risco. A grande volatilidade dos preços *spot* no país leva a necessidade de se utilizar ferramentas de gerenciamento de risco como forma de se lidar com uma maior segurança na análise de investimento.

O estudo determinístico, para uma taxa de câmbio de 3,15 R\$/US\$, apresenta uma tarifa única de oferta em leilões de compra e venda de energia de 160,50 R\$/MWh, para os três cenários de custo de capital próprio do acionista. Essa tarifa tem como limite, o índice de cobertura do serviço da dívida, condição essa, que restringe uma oferta de venda mais competitiva e que corresponde à própria tarifa de equilíbrio de cada um dos cenários.

Ainda no modelo determinístico, constatou-se que a captação de recursos através do sistema Price se mostra melhor do que quando se utiliza o financiamento com o sistema SAC, permitindo preços inferiores para a oferta de energia em leilão, ou seja, 147,00 R\$/MWh para os custos de capital próprio de 12% aa e 15% aa, e de 152,45 R\$/MWh para o custo de capital próprio de 18% aa, correspondendo esse último, a um valor igual a tarifa de equilíbrio. Excetuando-se este último caso, observa-se, para ambas as condições de financiamento, que as tarifas que atendem ao índice mínimo de cobertura do serviço da dívida são superiores a de equilíbrio, portanto, menos competitivas. Assim, essa exigência bancária se mostra um obstáculo a ser superado, por meio de outras formas de garantia que possibilitem uma maior competitividade na comercialização de energia.

No estudo da sensibilidade do VPL em relação à participação do capital de terceiros, observa-se um aumento significativo do retorno financeiro com a elevação da alavancagem. O projeto também se mostra muito sensível à variação do preço do combustível.

No estudo probabilístico, para uma probabilidade de 5% de se obter valores negativos de VPL, e para um financiamento na modalidade SAC que considere uma garantia de pagamento que não seja o índice de cobertura da dívida, observa-se, para diferentes cenários de contratação de combustível e de custo de capital próprio, uma redução das tarifas, de 0,7% a 6,7% em relação às tarifas de equilíbrio, e de 4,2% a 19,6% da tarifa de oferta de 160,50 R\$/MWh, do estudo determinístico.

A volatilidade dos preços do mercado *spot* é considerada, no modelo probabilístico, como um risco, com oportunidades de ganhos ou perdas para o investidor que está mais ou menos contratado com a venda de energia de longo prazo. O modelo demonstra, para as condições futuras previstas, que os agentes geradores com contratos bilaterais em menores níveis de energia, apesar da possibilidade de auferirem elevados ganhos nos períodos ou séries hidrológicas de baixa afluência e oferta de energia, ocasião em que os preços *spot* estão elevados, que na média estão sujeitos a prejuízos, o que tornam esses projetos inviáveis.

Por outro lado, a usina se beneficia com uma maior flexibilidade na contratação de combustível, adquirindo energia no mercado *spot* para honrar seus contratos bilaterais, quando os preços estiverem abaixo do seu custo operacional declarado, deixando de gerar energia e conseqüentemente diminuindo os gastos com combustível e manutenção.

O estudo mostra que a flexibilidade operacional e o nível de contratação de energia no longo prazo refletem no retorno esperado para o projeto. Aquelas usinas que podem negociar um contrato de suprimento de combustível mais flexível e que estão mais contratadas no longo prazo têm uma maior probabilidade de obter melhores retornos.

Observa-se que as análises de risco do ponto de vista do desvio padrão e do coeficiente de variação dos VPL's apontam para a situação da usina mais inflexível e com um grau mais elevado de contratação de energia, como aquela de menor risco, seguindo uma direção oposta

à rentabilidade do investimento, que se mostra mais favorável para a usina na condição de contratos de combustível mais flexíveis. Por outro lado, a análise da probabilidade de se obter VPL's negativos e o estudo dos percentis das distribuições dos VPL's indicam como mais favoráveis, as opções de níveis mais elevados de contratação de energia e com contratos, do tipo *take or pay*, menos inflexíveis, o que combina com os melhores resultados esperados dos fluxos de caixa. Essas últimas modalidades de análise de risco se mostram mais recomendáveis, uma vez que investigam as probabilidades de se obter resultados negativos e os menores valores de VPL, para um determinado nível de risco, conforme características do projeto, representando pontos essenciais na análise de viabilidade do projeto.

Aprofundando a investigação, ao se analisar a distribuição dos VPL's, para as melhores modalidades de venda de energia, constata-se uma assimetria negativa ou inclinação à esquerda, fazendo com que a média dos VPL's fique deslocada para a direita, sendo neste caso, a mediana da distribuição uma melhor medida de tendência central, não sendo afetada por valores extremos. Observa-se, nessa condição, a inviabilidade de alguns dos projetos.

Conclui-se, que contratos, do tipo *take or pay*, mais flexíveis favorecem a modicidade tarifária, acarretando um ganho de renda para a sociedade, e possibilitam uma melhor utilização dos recursos energéticos, evitando a queima de combustível imposta pela inflexibilidade da usina, permitindo menores custos para os investidores em termelétricas. Porém, o que se verifica atualmente é uma tendência por contratos com *take or pay* de 70%, o que beneficia os produtores e comercializadores de gás natural, garantindo um maior faturamento e estabilidade nos fluxos de caixa desses agentes.

## 8.2. Recomendações

Objetivando atender as novas linhas de pesquisas futuras e o aprimoramento de trabalhos que abordem ou subsidiem a análise de investimentos, se propõe as seguintes recomendações:

- Estudos de viabilidade econômico-financeira de usinas de geração de energia utilizando-se da teoria de opções reais;
- Efetuar estratégias de flexibilizar a contratação do gás natural para uso em termelétricas e de criação de um mercado secundário para o gás;
- Elaborar um estudo de análise de investimento que considere as preferências do empreendedor diante dos riscos provenientes do mercado;
- Considerar outras variáveis estocásticas, como o preço do gás;
- Elaborar um modelo estocástico com melhores resultados para as previsões de preços no mercado de curto prazo;
- Propor modelos de proteção de riscos para investimentos no setor elétrico.

## Referências Bibliográficas

AEN NEA, NUCLEAR ENERGY AGENCY, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, OECD OCDE. *Projected costs of generating electricity – update 1998*

ANEEL. Despacho nº 1005 de 24 de dezembro de 2003.

ANEEL. Resolução normativa nº 044 de 17 de março de 1999.

ANEEL. Resolução normativa nº 282, de 01 de outubro de 1999.

ANEEL. Resolução normativa nº 023 de 05 de fevereiro de 1999.

ANEEL. Resolução normativa nº 682 de 23 de dezembro de 2003.

ANEEL. Resolução normativa nº 002 de 22 de janeiro de 2004.

ANEEL. Resolução normativa nº 067 de 8 de junho de 2004.

ANEEL. Resolução normativa nº 071 de 30 de junho de 2004.

ANP. *Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. Séries ANP, n. 2, Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, 2001.

CASTRO, A. L. *Avaliação de investimento de capital em projetos de geração termoelétrica no setor elétrico brasileiro usando teoria das opções reais*. 2000. 106f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial: Finanças e Análise de Investimento) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

CATARINA, R. S. *Regulação econômica do serviço de distribuição de gás natural canalizado no Brasil*. 2002. 120f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, 2002.

CEPEL. *Manual de metodologia do modelo estratégico de operação – NEWAVE*, 2000.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. *Avaliação de empresas – valuation: calculando e gerenciando o valor das empresas*. 3.ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2002. 499p.

CORRÊA NETO, V. *Análise de viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural*. 2001. Dissertação de Mestrado. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

COSTA, P. H. S.; ATTE, E.V. *Análise de projetos de investimento*. 3.ed. Rio de Janeiro: Editora da FGV, 1990, 236p.

DAMODARAN, A. *Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo*. 4. ed. Rio de Janeiro. Qualitymark Editora Ltda., 2002, 630p.

DECRETO DE LEI nº 2.410, de 28 de novembro de 1997.

DECRETO DE LEI nº 3.000, de 26 de março de 1999.

EMERY, D. R.; FINNERTY, J. D.; STOWE, J. D. *Corporate financial management*, 2.ed. New Jersey: Pearson Education, Inc., 2004. 938p.

FERREIRA, R. G. *Matemática financeira aplicada: mercado de capitais, administração financeira, engenharia econômica*, 5.ed. Recife: Universitária da UFPE, 2000. 536p.

FLEISCHER, G. A. *Teoria da aplicação do capital: um estudo das decisões de investimento*, 1.ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1973. 272p.

GAS TURBINE WORLD 2000 – 2001. *Handbook for project planning, design, erection and operation*, v.21. Pequot Publishing Inc. , Canadian Distribution, USA.

GÁSENERGIA. A energia do gás natural. Disponível em <http://www.gasenergia.com.br/portatge/port/gn/>. Acesso em: 08 ago. 2004.

GASNET. Disponível em <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em: 08 ago. 2004.

GITMAN, L. J. *Princípios de administração financeira*, 7.ed. São Paulo: Harbra Ltda., 1997. 841p.

GOMES, L. L.; SILVA, B. N.; TEIXEIRA, J. P. *Previsão de preços spot e avaliação econômica de projetos de geração termelétrica*. In: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO – FINANCEIRO, IX., 2001, Ipojuca.

GUJARATI, D. N. *Econometria básica*. 3.ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2000. 846p.

KHARTCHENKO, N.V. *Advanced energy systems*. Washington, DC: Taylor & Francis, 1998, 285p.

LAPPONI, J. C. *Estatística usando excel*. São Paulo: Lapponi Treinamento e Editora Ltda, 2000a. 450p.

LAPPONI, J. C. *Projetos de investimento: construção e avaliação do fluxo de caixa*. São Paulo: Lapponi Treinamento e Editora Ltda, 2000b. 377p.

LEI nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

LEI nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

LEI nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002.

LEI nº 10833, de 29 de dezembro de 2003.

LEI nº 10.847, de 15 de março de 2004.

LEI nº 10.848, de 15 de março de 2004.

MACEIRA, M. E. P.; COSTA, A P. C.; MARCATO, A L. M. *Programação dinâmica dual estocástica aplicada ao planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico com representação do processo de afluições por modelos auto-regressivos periódicos – NEWAVE – Especificação funcional*. Rio de Janeiro: CEPEL, 1999.

MACEIRA, M. E. P.; SUANNO, C. M.; COSTA, J P. *Projeto NEWAVE - Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes - Manual do usuário – versão 8.3*. Rio de Janeiro: CEPEL, 2000.

MACHADO, A. C. *Utilização de fatores locacionais de perdas no planejamento da expansão de sistemas de transmissão*. 2002. 106f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2002.

MARTELANC, R.; PASIN, R.; CAVALCANTE, F. *Avaliação de empresas: um guia para fusões & aquisições e gestão de valor*. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005. 284f.

MELO, A. C. G. *Competitive generation arrangements in latin america systems with significant hydro generation – The brasilian case*. IEEE POWER ENGINEERING REVIEW, 1999.

MELO, J. L. *Análise da inserção regional de termogeração de energia elétrica no estado de Goiás*. 2002. 180f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2002.

MME. *Modelo Institucional do setor elétrico*. 17 de dezembro de 2003.

MME, Secretaria de Energia, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. *Plano decenal de expansão 2003 – 2012 – Sumário executivo*. Brasília, dezembro, 2002a.

MME, Secretaria de Energia, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. *Programa decenal de expansão da oferta de energia elétrica do sistema interligado brasileiro 2002 – 2011*. Brasília, outubro, 2002b.

NERC. *Generation unit statistical brochure: 1998-2002 – Generating availability data system*. Princeton, outubro 2003a.

NERC. *Generation unit statistical brochure: 2002 only – Generating availability data system*. Princeton, outubro 2003b.

OLIVEIRA, A. *Novo ambiente regulatório*. Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2001. 170p.

PAMPLONA, E.O.; MONTEVECHI, J.A.B., *Engenharia econômica II*, brochura, FUPAI, Itajubá. 2000.

PINHEL, A.C.C. *Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico brasileiro: uma análise risco x retorno*. 2000. 133f. Tese (Mestrado em Engenharia) – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

PORTAL TRIBUTÁRIO. Disponível em [http:// www.portaltributario.com.br](http://www.portaltributario.com.br). Acesso em 26 jun. 2004.

SÁ JÚNIOR, G. N.; AZEVEDO, R. O. *Análise econômico-financeira para implantação de centrais térmicas a gás no Brasil*. Itajubá. Instituto de Engenharia Mecânica, EFEI, 2001.

SCGÁS. *Gás natural – Energia da melhor natureza*. Disponível em [http://www.scgas.com.br/gas\\_natural/suprimento.asp](http://www.scgas.com.br/gas_natural/suprimento.asp). Acesso em: 08 ago. 2004.

SILVA, B.N. *Elaboração de um modelo de previsão dos preços spot de energia elétrica no Brasil e avaliação de uma termelétrica utilizando a teoria das opções reais*. 2001. 124f. Dissertação (Mestrado em engenharia industrial: finanças e análise de investimentos) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

SILVA, E. L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. 1.ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001. 183p.

SPIEGEL, M. R. *Estatística*. 3.ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 1994. 643p.