

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**TESE DE DOUTORADO**

**INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA SOB INCERTEZA REGULATÓRIA  
UTILIZANDO OPÇÕES REAIS**

**JULIA CRISTINA CAMINHA NORONHA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do título de *Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica*

**Orientadores:** Prof. José Wanderley Marangon Lima  
Prof. Germano Lambert Torres

**Itajubá, 08 de outubro de 2012.**

Noronha, Julia Cristina Caminha

Investimentos em Distribuição de Energia Elétrica sob Incerteza Regulatória utilizando Opções Reais / Julia Cristina Caminha Noronha – Itajubá, (MG): [s.n.], 2012.

225 p.: il.

Orientador : Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Orientador : Prof. Dr. Germano Lambert Torres

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Análise de investimentos. 2. Opções Reais.
3. Distribuição de energia elétrica. 4. Volatilidade. 5. Incerteza.
- I. Lima, José Wanderley Marangon, orient.
- II. Torres, Germano Lambert, orient.
- III. Universidade Federal de Itajubá.
- IV. Título.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA SOB INCERTEZA REGULATÓRIA  
UTILIZANDO OPÇÕES REAIS**

**JULIA CRISTINA CAMINHA NORONHA**

Tese submetida à Coordenação da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – CPG-E da UNIFEI,  
como requisito para a obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

**Banca Examinadora:**

**Dr. José Wanderley Marangon Lima – UNIFEI**

**Dr. Germano Lambert Torres – UNIFEI**

**Dr. Afonso Henriques Moreira Santos – UNIFEI**

**Dr. Armando Martins Leite da Silva – UNIFEI**

**Dr. Edson de Oliveira Pamplona – UNIFEI**

**Dr. Hector Arango – UNIFEI**

**Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan – USP**

**Dr. Dorel Soares Ramos – USP**

**Itajubá, 08 de outubro de 2012.**

*“A sabedoria não nos é dada:  
temos de descobri-la sozinhos.”*  
**Marcel Proust**

*A Deus, por sua infinita presença e luz.*

*Aos meus pais, Amadeu (in Memoriam) e Júlia,  
que me deram vida, amor, exemplo e inspiração.*

*Aos meus filhos,  
Cristiana, Juliana e Márcio,  
pelo amor, carinho, amizade,  
incentivo e compreensão,  
que recebo todos os dias.*

*Ao meu esposo José Márcio,  
companheiro de todos os momentos,  
pela participação na conquista  
da realização de mais um sonho.*

---

## Agradecimentos

Aos professores Dr. José Wanderley Marangon Lima e Dr. Germano Lambert Torres, pela confiança depositada, o conhecimento compartilhado, a competente orientação e as valiosas críticas e sugestões.

Ao professor Dr. José Wanderley Marangon Lima, meu especial agradecimento por todos estes anos de harmônica parceria em projetos de consultoria, cursos e artigos técnicos;

Ao professor Dr. Afonso Henriques Moreira Santos por seu inestimável auxílio e profícuas discussões durante a nossa participação em consultorias na área de regulação econômica;

À Juliana Caminha Noronha, por nossas proveitosas conversas sobre Opções Reais e Marketing, que geraram um processo de melhoria contínua da metodologia aplicada e, acima de tudo, obrigada por acreditar na minha capacidade em todos os momentos;

Às empresas Cemig Distribuição S/A e Espírito Santo Centrais Elétricas S/A, pela oportunidade de participação, contribuições técnicas e disponibilização de dados para a elaboração dos Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento supervisionados pela ANEEL, cujo contexto integra parte deste trabalho;

Ao CNPq pelo suporte financeiro nos primeiros anos de elaboração deste trabalho;

A todos os cidadãos que contribuem para a manutenção do ensino público gratuito e de qualidade.

---

# Sumário

Epígrafe .....	iii
Dedicatória .....	iv
Agradecimentos .....	v
Sumário .....	vi
Resumo.....	ix
Abstract .....	x
Lista de Figuras .....	xi
Lista de Tabelas .....	xii
Lista de Símbolos .....	xiii
Lista de Abreviaturas .....	xvii
1 Introdução .....	19
1.1 Considerações Iniciais .....	19
1.2 Objetivo .....	22
1.3 Estrutura do Trabalho.....	23
1.4 Considerações Finais .....	25
2 Revisão Bibliográfica .....	26
2.1 Considerações Iniciais .....	26
2.2 A Teoria das Opções Financeiras.....	28
2.3 A Teoria das Opções Reais .....	32
3 Opções Reais .....	42
3.1 Considerações Iniciais .....	42
3.2 Opções sobre Ações .....	48
3.2.1 <i>Opção de Compra (Call)</i> .....	52
3.2.2 <i>Opção de Venda (Put)</i> .....	55
3.2.3 <i>Modelo Black-Scholes-Merton para precificação de opções financeiras</i> .....	58
3.3 Tipos de Opções Reais .....	60
3.4 Processos Estocásticos .....	62

3.4.1	<i>Processo de Markov</i> .....	64
3.4.2	<i>Processo de Wiener ou Movimento Browniano</i> .....	66
3.4.3	<i>Movimento Browniano Generalizado - Processo de Itô</i> .....	69
3.4.4	<i>Movimento Geométrico Browniano</i> .....	70
3.4.5	<i>Modelagem do Comportamento do Preço de uma Ação</i> .....	73
3.4.6	<i>Simulação Monte Carlo do Preço de uma Ação</i> .....	77
3.4.7	<i>Processo de Reversão para a Média</i> .....	79
3.4.8	<i>Processo de Poisson (Jump)</i> .....	81
3.5	Otimização Dinâmica de Investimentos sob Incerteza.....	83
3.5.1	<i>Programação Dinâmica Estocástica</i> .....	84
3.6	Opção de Investimento e Tempo de Investimento .....	88
3.6.1	<i>Avaliação de Investimentos Tradicional</i> .....	88
3.6.2	<i>Avaliação de Investimentos sob Incerteza</i> .....	89
3.6.3	<i>O caso determinístico</i> .....	91
3.6.4	<i>O caso estocástico</i> .....	95
3.7	Considerações Finais.....	99
4	Regulação econômica do serviço de distribuição de energia elétrica.....	101
4.1	Considerações Iniciais .....	101
4.2	A Regulação Econômica .....	102
4.3	Mecanismos de Regulação de Preços.....	104
4.4	Regulação Econômica do Serviço de Distribuição de Energia no Brasil.....	109
4.5	A Receita da Concessionária de Distribuição.....	109
4.5.1	<i>Parcela A</i> .....	110
4.5.2	<i>Parcela B</i> .....	113
4.6	O Processo de Atualização Tarifária .....	114
4.6.1	<i>O efeito da regulação Price Cap sobre o preço estabelecido</i> .....	116
4.7	Metodologia aplicada no segundo ciclo de Revisão Tarifária .....	117
4.7.1	<i>Parcela B</i> .....	118
4.7.2	<i>Custos Operacionais</i> .....	119
4.7.3	<i>Perdas Irrecuperáveis de Receita</i> .....	122
4.7.4	<i>Quota Reintegração Regulatória</i> .....	123
4.7.5	<i>Base de Remuneração Regulatória</i> .....	123
4.7.6	<i>O Custo de Capital</i> .....	124
4.7.7	<i>Remuneração do Capital</i> .....	127
4.7.8	<i>Reposicionamento Tarifário</i> .....	128
4.7.9	<i>Componente Xe do Fator X</i> .....	128
4.7.10	<i>Mecanismo de avaliação dos Investimentos previstos</i> .....	133
4.8	Metodologia aplicada no terceiro ciclo de Revisão Tarifária .....	134
4.8.1	Parcela B .....	135
4.8.2	Custos Operacionais.....	135
4.8.3	Receitas Irrecuperáveis .....	142

4.8.4	Quota de Reintegração Regulatória .....	143
4.8.5	Base de Remuneração Regulatória .....	144
4.8.6	Remuneração do Capital .....	145
4.8.7	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI .....	145
4.8.8	Ajuste da Parcela B em Função de Investimentos Realizados .....	147
4.8.9	Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado .....	148
4.8.10	Outras Receitas .....	149
4.8.11	<i>Resultados da Revisão Tarifária Periódica</i> .....	149
4.9	Reajuste Tarifário Anual .....	152
4.10	Considerações Finais .....	155
5	O modelo estocástico da oportunidade de investimento em distribuição de energia elétrica .....	156
5.1	Considerações Iniciais .....	156
5.1.1	<i>Preço médio do serviço de distribuição</i> .....	156
5.2	O modelo estocástico do Projeto sob a incerteza do preço do serviço de distribuição.....	157
5.2.1	<i>Avaliação do projeto pelo Fluxo de Caixa Descontado</i> .....	157
5.2.2	<i>Volatilidade do Projeto de Investimento</i> .....	160
5.2.3	<i>Avaliação da Opção Real de Investimento</i> .....	163
5.3	O modelo estocástico do Projeto sob as incertezas da Parcela B e da energia anual distribuída pela concessionária.....	168
5.3.1	<i>Avaliação do projeto pelo Fluxo de Caixa Descontado</i> .....	168
5.3.2	<i>Volatilidade do Projeto de Investimento</i> .....	171
5.3.3	Generalização da avaliação de projetos dependentes de várias variáveis estocásticas	175
5.4	Considerações Finais .....	178
6	Estudo de Caso .....	180
6.1	Considerações Iniciais .....	180
6.2	A EDP ESCELSA .....	181
6.3	Avaliação da Oportunidade de Investimento considerando a incerteza do Preço do Serviço de Distribuição .....	183
6.4	Avaliação da Oportunidade de Investimento considerando as incertezas da Receita do Serviço de Distribuição e da energia distribuída pela concessionária .....	188
6.5	Considerações Finais .....	193
7	Conclusão.....	196
7.1	Conclusões .....	196
7.2	Temas para Futuros Desenvolvimentos.....	198
	Referências Bibliográficas .....	199
	Anexo A .....	216
	Codificação de funções para cálculo de $V^*$ e $F$ .....	216
	Anexo B .....	219
	Histórico de índices .....	219
	Anexo C .....	222
	Cálculo da volatilidade do projeto em tempo discreto.....	222

O grande desafio do setor de distribuição de energia elétrica é conciliar a busca pela maximização do lucro com a realidade de uma atividade regulada, onde o órgão regulador monitora tanto a qualidade do serviço, quanto a receita auferida pelas empresas.

Este trabalho contribui para o atual debate concernente aos efeitos da regulação *price cap* sobre incentivos aos investimentos, na presença de irreversibilidade, flexibilidade e incerteza. A teoria de opções reais é aplicada em um modelo estocástico em tempo contínuo, para avaliar oportunidades de investimentos em distribuição de energia elétrica sob o cenário de regulação econômica brasileiro, analisando o impacto sobre o valor e o *timing* do projeto. A fronteira ótima de investimento é traçada para orientar os gestores do projeto quanto ao melhor momento de realizar o investimento em função dos valores reais dos preços no futuro, sugerindo a melhor estratégia a ser adotada ao longo do tempo.

Uma distribuidora com uma oportunidade de investimento no seu sistema elétrico, detém uma opção de construir um ativo num momento futuro de sua escolha, compreendido num determinado período de tempo limitado por sua obrigação contratual de atender a demanda em sua área de concessão. Executando imediatamente esse investimento, a empresa exerce sua opção de investir mas, simultaneamente, ela desiste de sua opção de esperar para ver como as incertezas do projeto evoluem, em busca do instante ótimo de investimento.

Um caso real de análise do investimento em uma subestação de uma distribuidora brasileira é apresentado, considerando a incerteza regulatória no preço do serviço de distribuição. Então o modelo é estendido para analisar o retorno do projeto devido às incertezas nos valores da receita regulatória e da energia anual distribuída pela concessionária.

---

## Abstract

*Power Distribution companies face great challenges in balancing profit maximization with the regulatory board requests.*

*This work contributes to the ongoing debate regarding the effects of price cap regulation on investment incentives in the presence of irreversibility, flexibility and uncertainty. The real options theory is applied on a continuous time stochastic model for evaluating investment opportunities under the Brazilian economic regulatory scenario, analyzing the impact of price controls on the level and timing of electricity distribution projects. An optimal investment frontier is drawn to guide the project managers regarding the best time to make the investment, suggesting the best strategy to be adopted over time.*

*A distribution company, with an opportunity to invest in capacity expansion, is holding an option to build an asset in some future time of its choice, within a certain period of time, limited by its obligation to satisfy the rising demand. By making this irreversible investment, it exercises its option to invest but, simultaneously, it gives up its option to wait to see how uncertainty about demand and regulation is resolved.*

*A real example is presented, concerning the analysis of an investment in a new substation of a Brazilian distribution company, considering the regulatory service price uncertainty. Then, the model is extended to value the impact on the investment return due to uncertainties about the regulatory revenue and the annual willing energy.*

---

## Lista de Figuras

Figura 3.1 - Resultado da opção europeia de compra na data de vencimento em função do valor do ativo objeto	53
Figura 3.2 - O resultado para o lançador da opção europeia de compra na data de vencimento em função do valor do ativo objeto	55
Figura 3.3 - Opção europeia de venda na data de vencimento em função do valor do ativo objeto	56
Figura 3.4 - Resultado para o lançador da opção europeia de venda na data de vencimento em função do valor do ativo objeto	57
Figura 3.5 Análise de sensibilidade do preço da opção de compra com o preço do ativo na data de vencimento	60
Figura 3.6 Duas trajetórias diferentes de um processo estocástico	63
Figura 3.7 Trajetórias do MGB do preço de um ativo e curva do valor determinístico	79
Figura 3.8 Trajetórias do processo de reversão à Média do preço de um ativo e reta do nível normal	81
Figura 3.9 Avaliação Tradicional do Projeto	89
Figura 3.10 Avaliação de um projeto usando a Teoria das Opções Reais	91
Figura 3.11 Opção de investimento ou <i>Timing</i>	95
Figura 4.1 – Composição da Receita Requerida	110
Figura 4.2 – Efeitos do Regime de Preços Máximos sobre as tarifas	117
Figura 4.3 – Evolução do WACC regulatório	127
Figura 4.4 – Evolução do WACC Regulatório	127
Figura 6.1 – Área de concessão da EDP ESCELSA e da Empresa Luz e Força Santa Maria (Municípios na cor branca).	181
Figura 6.2 – Evolução da Parcela B e do preço do serviço de distribuição da EDP ESCELSA	185
Figura 6.3 –Regra de decisão para investimento ótimo no caso base	187
Figura 6.4 – Critério de investimento ótimo em termos do preço do serviço de distribuição	187
Figura 6.5 –Regra de decisão para investimento ótimo no caso base considerando incertezas em RB e E	190
Figura 6.6 – Sensibilidade de $V^*$ em relação à duração da opção de investimento	191
Figura 6.7 – Critério de investimento ótimo em termos do preço do serviço de distribuição	192
Figura 6.8 – Fronteira de exercício ótimo da opção de investimento	192
Figura C.3 Resultado da simulação	224

---

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1 Componentes da Parcela A da Receita	110
Tabela 4.2 Componentes da Parcela B da Receita	114
Tabela 4.3 Funções básicas para o desempenho do serviço de distribuição e suas respectivas atividades	121
Tabela 4.4 WACC ANEEL nos três ciclos de revisão tarifária periódica	125
Tabela 4.5 WACC ANEEL nos três ciclos de revisão tarifária periódica	126
Tabela 4.6 Etapa 1 do cálculo dos Custos Operacionais da ELEKTRO	138
Tabela 4.7 Etapa 2 do cálculo dos Custos Operacionais da ELEKTRO	140
Tabela 4.8 Resultados da revisão tarifária periódica da CEMIG	150
Tabela 4.9 Resultados da revisão tarifária periódica da EDP ESCELSA	150
Tabela 4.10 Resultados da revisão tarifária periódica da ELEKTRO	151
Tabela 6.1 Caso Base do Projeto	183
Tabela 6.2 Parâmetros do MGB do preço do serviço de distribuição	186
Tabela 6.3 Resultados do cálculo da Opção de Investimento	186
Tabela 6.4 Caso Base do Projeto sob incertezas RB e E	188
Tabela 6.5 Parâmetros do MGB das variáveis aleatórias RB e E	189
Tabela 6.6 Resultados do cálculo da Opção de Investimento	190
Tabela C.1 Caso Base do Projeto em tempo discreto	222
Tabela C.2 Resultados do Fluxo de Caixa Descontado	222
Tabela C.3 Fluxo de Caixa Descontado do caso base	223

---

## Lista de Símbolos

$\hat{\phantom{x}}$	Indica estimativas, assim, se $\beta$ é um parâmetro, $\hat{\beta}$ é uma estimativa de $\beta$
$\alpha$	Taxa de variação esperada instantânea dos retornos de uma variável aleatória que segue um Movimento Browniano, ou taxa <i>drift</i>
$\alpha_D$	Taxa de crescimento da demanda adicional proporcionada pelo projeto
$\alpha_E$	Taxa de variação da energia anual total distribuída pela concessionária
$\alpha_i$	Taxa <i>drift</i> do Movimento Geométrico Browniano seguido pela variável $i$
$\alpha_P$	Taxa de variação do preço médio do serviço de distribuição
$\alpha_{RB}$	Taxa de variação da receita do serviço de distribuição (parcela B)
$\Delta$	Variação discreta
$\Delta t$	Intervalo de tempo
$\varepsilon_t$	Variável aleatória com distribuição normal, média zero e desvio padrão 1
$\lambda_i$	Prêmio de risco do mercado para a variável aleatória $\theta_i$
$\mu$	Taxa de desconto do projeto ajustada ao risco, usualmente o WACC do projeto.
$\mu_m$	Retorno médio anual do fechamento das cotações do mercado de ações da BM&F

BOVESPA.

- $\pi(t)$  Fluxo de caixa incremental do projeto
- $\rho$  Taxa de desconto do projeto em tempo contínuo
- $\rho_{i,j}$  Correlação instantânea entre as variáveis aleatórias  $\theta_i$  e  $\theta_j$
- $\rho_{p,m}$  Correlação entre os retornos do índice de energia elétrica - IEE e do fechamento das cotações do mercado de ações da BM&F BOVESPA
- $\tilde{\gamma}$  Retorno do valor do projeto entre os tempos 0 e 1.
- $\sigma$  Volatilidade (valor do desvio padrão dos retornos do ativo objeto)
- $\sigma_i$  Volatilidade do Movimento Geométrico Browniano seguido pela variável aleatória  $i$
- $\sigma_m$  Volatilidade dos retornos das cotações das ações da BM&F BOVESPA.
- $\tau$  Data de exercício (maturidade) da opção real
- $\theta_i$  Variável aleatória  $i$
- $v$  Variância
- $a_t$  Valor inicial de um intervalo de tempo
- $b$  Taxa de variância instantânea
- $b_t$  Valor final de um intervalo de tempo
- $C$  Custo operacional do projeto expressado como um percentual do investimento
- $C$  Valor da opção americana de compra
- $c_T$  Valor da opção de compra européia (*call*)
- $D$  Potência aparente limite de capacidade da subestação ( MVA)
- $D_0$  Demanda de potência adicional proporcionada pelo projeto no ano 0 (MW)

$\bar{D}$	Potência limite de capacidade da subestação ( MW)
$Depr$	Taxa de depreciação linear
$DFAT$	Incremento de Faturamento por tensão (MWh)
$DL$	Perdas técnicas anuais na região do projeto (%)
$DV$	Elevação média de tensão no segmento analisado, alimentador ou subestação (%)
$dz_i$	Processo de Wiener da variável aleatória $i$
$E$	Energia anual distribuída pela concessionária
$F$	Valor de uma opção real sobre um ativo objeto
$FC$	Fator de carga
$FP$	Fator de potência
$i$	Subscrito genérico
$I$	Valor do investimento no projeto
$Ipi$	Índice anual de Perdas na Distribuição
$IR$	Taxa de impostos, incluindo o imposto de renda sobre a pessoa jurídica ( $IRPJ$ ) e a contribuição social sobre o lucro líquido ( $CSLL$ )
$j$	Subscrito genérico
$LF$	Fator de carga do projeto
$n$	Quantidade de saltos negativos
$N$	Quantidade de intervalos de tempo
$N$	Distribuição normal com média 1 e desvio padrão zero
$P$	Preço médio anual do serviço de distribuição
$P_0$	Preço médio do serviço de distribuição no ano 0 (R\$/MWh)

$PF$	Fator de carga do projeto
$r$	Taxa de desconto exógena em tempo discreto
$r_f$	Taxa livre de risco para o projeto em tempo contínuo $= \ln(1+r_d)$
$r_d$	Taxa livre de risco ANEEL para o serviço de distribuição
$RA$	Receita Anual da concessionária de distribuição
$RB$	Receita anual do serviço de distribuição representada pelo valor da Parcela B calculada anualmente pela ANEEL na revisão tarifária periódica e nos reajustes tarifários da distribuidora de energia elétrica
$RT$	Índice de reposicionamento Tarifário
$S$	Preço de um ativo objeto.
$t$	Subscrito de tempo, ou número de passos
$T$	Valor do período de tempo
$T$	Valor do tempo de vida econômica do projeto (anos)
$\bar{T}$	Valor do tempo necessário para atingir o limite de capacidade da subestação (anos)
$w$	estado de um sistema: menor conjunto de variáveis que permitem determinar completamente o comportamento de um sistema num determinado momento no tempo.
$W$	Conjunto de estados de um sistema
$x$	Variável de estado
$X$	Preço de exercício de uma opção
$z$	Processo de Wiener

---

## Lista de Abreviaturas

2CRTP	Segundo ciclo de revisão tarifária periódica da ANEEL
3CRTP	Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica da ANEEL
BM&F BOVESPA	Companhia de capital brasileiro formada em 2008, a partir da integração das operações da Bolsa de Valores de São Paulo e da Bolsa de Mercadorias & Futuros.
CBLC	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia
CEMIG	CEMIG Distribuição S. A.
EDP ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEE	Índice de Energia Elétrica que mede o desempenho de carteiras de ações de empresas do setor de energia elétrica da BM&F BOVESPA
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado (FGV) Preços coletados do dia 1º ao dia 30 do mês
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (FGV) Preços coletados do dia 21 do mês anterior ao de referência até o dia 20 do mês de referência
IPCA	Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (IBGE)

	Preços coletados do dia 1º ao dia 30 do mês
IL	Índice de Lucratividade
FGV	Função Getúlio Vargas
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
MAB	Movimento Aritmético Browniano
MGB	Movimento Geométrico Browniano
MRM	Movimento de Reversão à Média
PLpT	Programa Luz para Todos
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
SE	Subestação
TIR	Taxa Interna de Retorno
TOR	Teoria de Opções Reais
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital ( <i>Weighted Average Cost of Capital</i> )

## Introdução

*"Evaluate what you gained by what  
you relinquished attaining it".*

*Dalai Lama*

### 1.1 Considerações Iniciais

Rudnick e Donoso (2000) consideram que o maior desafio para o regulador do setor de distribuição de energia elétrica é projetar um esquema de regulação econômica, assegurando o balanceamento entre o retorno dos investimentos e custos operacionais incorridos pelas concessionárias e a promoção de incentivos à eficiência em custos, aliada ao estabelecimento de padrões adequados à qualidade do serviço. Adicionalmente, observam que os preços finais dos serviços prestados devem ser aceitáveis para o mercado consumidor.

Participando dessa discussão, Dismukes e Ostrover (2001) ressaltam que estes são objetivos conflitantes, pois quanto mais a eficiência e incentivos for intensificada, menos certos se tornam a recuperação dos custos e a lucratividade. Mas se a incerteza dos retornos for reduzida através da garantia de recuperação de custos, a motivação para redução de custos é afetada. Este é o dilema cerne da regulação.

No mecanismo de regulação da taxa interna de retorno, também conhecido como regulação pelo custo do serviço, os preços devem remunerar os custos totais e incluir uma margem que proporcione uma taxa de retorno atrativa ao investidor. Para garantir um preço final ao consumidor acima dos custos, o preço é obtido igualando a receita bruta com a receita requerida para remunerar todos os custos de produção.

A taxa de retorno é estabelecida pela concessionária com a aprovação da agência reguladora, num forte contexto de informação assimétrica. Durante revisões periódicas, as despesas julgadas apropriadas pelo regulador são adicionadas à taxa base. Uma das desvantagens deste tipo de regulação é que a distribuidora é encorajada a empregar mais capital do que seria economicamente eficiente dados os seus preços de entrada.

Outras formas alternativas de regulação, conhecidas como regulação por incentivo, tais como a regulação *price cap* e a *benchmark price*, têm sido praticadas com o objetivo de encorajar a eficiência das empresas prestadoras de serviço. De acordo com Cowan (2002), em essência, a regulação *price cap* emprega tetos nos preços dos serviços que estimulam a discrição das empresas sobre os seus investimentos e decisões operacionais. Entretanto, até a ocorrência de uma nova revisão de preços, a empresa corre riscos associados a variações exógenas de preços de entrada e alteração de demandas.

Outro aspecto positivo da regulação *price cap* é o incentivo para a minimização dos custos de curto-prazo da concessionária. Como são estabelecidos preços de curto-prazo, qualquer redução de custo realizada pela empresa é diretamente traduzida em aumento de lucratividade. Em contraste com a regulação da taxa de retorno, até a próxima revisão tarifária, as distribuidoras realizam todos os ganhos de eficiência atingidos além do *benchmark up* estabelecido para este ciclo tarifário. Uma complicação deste esquema regulatório é que fortes incentivos à redução de custos podem conduzir à degradação da qualidade do serviço, requerindo portanto, controles adicionais sobre níveis de qualidade.

Cowan (2002) e Pindyck (2005) alegam que, embora a regulação *price cap* tenha sucesso no estabelecimento de incentivos à eficiência em custos, a sua habilidade em induzir investimentos apropriados a longo-prazo ainda não foi comprovada. A inclusão das incertezas do negócio na definição dos preços é uma preocupação presente em muitas discussões sobre as melhores práticas regulatórias.

Sob a ótica da Teoria das Opções Reais, a interação da irreversibilidade, da flexibilidade e da incerteza, exerce uma diferença significativa na avaliação de uma alternativa de investimento e deve ser considerada no processo de determinação de preços, independentemente do esquema de regulação econômica adotado. A modelagem das incertezas e das flexibilidades gerenciais disponíveis durante o ciclo de vida de um projeto é

essencial para a determinação do risco de um investimento.

O arcabouço regulatório de precificação do serviço de distribuição de energia elétrica vigente ignora o grau de irreversibilidade de muitos investimentos relevantes no setor, os quais dependem de valores econômicos de revenda ou da viabilidade de realocação de equipamentos específicos desta indústria e assim, tais investimentos não podem ser desfeitos sem custo adicional, constituindo-se, ao menos, em custos parcialmente afundados (*sunk costs*). Este fato torna decisões de investimento altamente sensíveis às incertezas sobre as condições futuras do mercado.

Pindyck (2005) argumenta que as decisões de investimentos irreversíveis deveriam ser interpretadas como opções, não obrigações. Em seu trabalho de 1986, Pindyck observa que uma decisão de investimento é análoga a uma opção financeira de *investir produtivamente* num projeto, cujo preço é o valor a ser investido. Esta opção deve ser exercida apenas quando o investimento for lucrativo, isto é, quando o valor presente do projeto for superior ao investimento realizado. Caso contrário, o valor da opção de investimento é zero.

Num ambiente de incerteza, quando a opção for exercida, o investimento é realizado e o projeto iniciado, mas simultaneamente, o titular da opção estará desistindo da oportunidade de esperar para ver como evoluirão as incertezas do projeto e utilizar esta informação para reavaliar a conveniência e o melhor momento para o exercício da opção. Se a incerteza sobre as condições futuras do projeto aumentar, o valor associado à oportunidade de esperar também aumenta, enquanto a oportunidade de investimento imediato se torna menos atrativa. Como o valor de esperar cresce com a incerteza, a otimização do momento de exercício (*timing*) e do valor de uma opção de investimento é crucial num ambiente de gerenciamento baseado no valor. Portanto, o valor da opção de investimento deveria ser considerado na avaliação do valor econômico total do capital investido, resultando num maior retorno para o investimento incorrido. Neste caso, de acordo com Trigeorgis (1996), o valor presente líquido do projeto é expandido para:

$$\text{Valor Expandido da Oportunidade de Investimento} = \text{VPL Convencional} + \text{VPOption} \quad (1.1)$$

Assim, a metodologia de avaliação utilizando a Teoria de Opções Reais complementa o

modelo do fluxo de caixa descontado, ao somar ao VPL resultante do mesmo, o valor das opções reais consideradas.

Pindyck (2005) argumenta que apesar de as concessionárias de serviços públicos possuírem a obrigação contratual de servir — elas devem atender a solicitação de serviço emitida por qualquer consumidor em sua área de concessão, e portanto devem investir conformemente — estas empresas possuem flexibilidades gerenciais sobre o *timing* e a dimensão destes investimentos.

No contexto regulatório, as distribuidoras realmente não possuem muitas alternativas com respeito a investimentos, devendo servir dentro de certos padrões de qualidade. Entretanto, se uma oportunidade de investimento não estiver diretamente relacionada ao suprimento de uma nova carga, as concessionárias podem analisar a flexibilidade de adiamento, a qual pode implicar em multas. Quando isto não for possível, o preço do serviço deveria incluir o risco do investimento mandatório.

O tema desta tese coincide com um interesse acadêmico global crescente no campo de análise do comportamento dos modelos de regulação econômica sob a ótica da incerteza, da irreversibilidade e do *timing* de investimento, inserida no contexto da Teoria das Opções Reais. Principalmente devido ao fato de que estes modelos foram desenvolvidos considerando a metodologia tradicional na análise do equilíbrio econômico das empresas reguladas. A maioria dos trabalhos se concentra no estudo do efeito da introdução de opções reais ao modelo *price cap*, empregado em muitos países, na decisão de investimento.

## 1.2 Objetivo

Este trabalho contribui para o debate atual concernente aos efeitos da regulação *price cap* sobre o incentivo aos investimentos, na presença da irreversibilidade, da flexibilidade e da incerteza. A Teoria das Opções Reais é empregada na avaliação de oportunidades de investimento em distribuição de energia elétrica sob o cenário de regulação econômica brasileiro, com o objetivo de analisar o impacto do controle de preços no *timing* do investimento e no valor do projeto.

Na abordagem proposta, a opção de investimento será utilizada como métrica do

incentivo da concessionária em investir. Para refletir o efeito do ambiente regulatório na remuneração das concessionárias será analisada a incerteza do preço do serviço de distribuição, uma variável aleatória obtida pela divisão do valor da Parcela B estabelecida anualmente pela ANEEL nos reajustes e revisões tarifárias da concessionária, pela energia total distribuída no mesmo ano.

A modelagem das incertezas regulatórias envolvidas no estabelecimento das tarifas de distribuição a serem aplicadas nas receitas geradas pelos investimentos analisados torna-se imprescindível, principalmente para o caso brasileiro onde as regras do setor elétrico ainda se encontram em constante mutação, além de viabilizar a determinação do risco regulatório sobre o retorno do investimento, aumentando a eficácia da avaliação executada e proporcionando maior segurança aos investidores.

Um exemplo real de análise do investimento em uma nova subestação de uma distribuidora brasileira é modelado em tempo contínuo. A abordagem proposta permite a determinação do aumento (*mark-up*) do preço atual, necessário para remunerar o custo de oportunidade da opção de investimento. Então, o novo valor do preço de serviço é utilizado para calcular o impacto sobre o valor do projeto.

Adicionalmente, será traçada a fronteira ótima de investimento para orientar os gestores do projeto quanto ao melhor momento de realizar o investimento. Este gráfico fornece o valor do preço do serviço a partir do qual vale a pena investir, em cada ano compreendido no tempo de exercício da opção de investimento. Desta forma, a cada ano o gestor pode plotar no gráfico o valor real do preço do serviço estabelecido pela ANEEL e determinar a estratégia ótima a ser tomada no momento: investir imediatamente, ou esperar para investir ou desistir.

Em seguida, será apresentado um modelo considerando a presença de duas variáveis aleatórias: o valor da Parcela B e o total anual de energia distribuída.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

No primeiro capítulo, após as considerações iniciais, são apresentados o objetivo do trabalho e a estrutura do trabalho.

No Capítulo 2, cumprindo o objetivo de levantamento do estado da arte e da prática da análise de investimentos utilizando a Teoria das Opções Reais, são apresentados os principais trabalhos desenvolvidos nas áreas de opções financeiras e opções reais, enfatizando os trabalhos relacionados ao setor elétrico.

No Capítulo 3 são apresentados os conceitos e modelos usados na análise de investimento sob incerteza. Inicialmente são abordados os conceitos das opções financeiras e das opções reais. Na sequência são apresentados os processos estocásticos comumente utilizados na evolução das incertezas de um projeto e seus modelos em tempo contínuo e discreto. O problema de otimização de decisões de investimentos sob incerteza será abordado, enfocando projetos cujos investimentos são ao menos parcialmente irreversíveis e que podem ser adiados. A abordagem de programação dinâmica é utilizada para modelar a opção de investimento em tempo contínuo e determinar o valor dos fluxos do projeto correspondente ao momento ótimo de investir.

O Capítulo 4 aborda o processo de regulação econômica para o segmento de distribuição de energia elétrica, apresentando uma visão geral dos principais mecanismos de preços. Então, são apresentados o regime de regulação por incentivos aplicado pela ANEEL e a metodologia de atualização tarifária.

No Capítulo 5, a Teoria das Opções Reais é empregada no desenvolvimento de um modelo em tempo contínuo para avaliação de oportunidades de investimento em distribuição de energia elétrica, sob a incerteza regulatória do preço do serviço. A opção real de investimento é utilizada para analisar o impacto do preço regulado sobre as decisões de investimento.

No Capítulo 6 o modelo desenvolvido é aplicado em um exemplo real de análise do investimento em uma nova subestação da EDP ESCELSA, considerando a incerteza regulatória no preço médio do serviço de distribuição. A seguir, este mesmo investimento é analisado para o preço do serviço de distribuição da ELEKTRO. A abordagem proposta permite a determinação do aumento (*mark-up*) do preço atual, necessário para remunerar o custo de oportunidade da opção de adiamento do investimento. Então, o novo valor do preço de serviço é utilizado para calcular o impacto sobre o valor do projeto. Adicionalmente, é

construída a curva correspondente à fronteira ótima de investimento no projeto para subsidiar as decisões futuras dos gestores do projeto.

Finalmente, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões obtidas e as sugestões para futuros trabalhos.

## **1.4 Considerações Finais**

Neste contexto, a contribuição da presente pesquisa é a disponibilização, para os gestores do planejamento de investimentos em distribuição de energia, de ferramentas de análise de investimentos incorporando a incerteza regulatória, para suporte ao processo de tomada de decisão, proporcionando maior segurança aos investidores do setor.

## Revisão Bibliográfica

*"One's mind, once stretched by a new idea,  
never regains its original dimensions."*

*Oliver Wendell Holmes*

### 2.1 Considerações Iniciais

Dixit & Pindyck (1994) iniciam a introdução de seu livro "Investimento sob incerteza" com a seguinte frase:

*"A economia define investimento como ato de incorrer em custo imediato na expectativa da obtenção de futuros benefícios."*

Segundo os autores, as decisões de investimento são ambíguas, pois as empresas investem capital tanto para criar e explorar oportunidades de lucro, quanto para reduzir prejuízos. Um exemplo desta segunda aplicação de capital, é o investimento para fechar uma unidade deficitária numa empresa, obtendo como retorno uma redução nas perdas futuras.

*"Oportunidades são opções—direitos, mas não obrigações de executar alguma ação no futuro. Então, investimentos de capital são essencialmente sobre opções."*

Dixit & Pindyck (1994).

Na abordagem da Teoria da Organização Industrial, a dinâmica que prevalece é a maximização da riqueza dos acionistas, na qual insere-se a estratégia global das empresas que buscam persistentemente criar valor corporativo. Dadas as várias oportunidades de aplicação de capital disponíveis para uma empresa, determinar a viabilidade e a prioridade de investimentos potenciais é uma etapa fundamental do gerenciamento baseado no valor. BRASIL (2002)

A incerteza envolvida na avaliação de projetos é um dos aspectos mais relevantes na atividade de análise de investimentos. Dixit & Pindyck (1995) argumentam que a avaliação econômica de projetos, assim como as decisões econômicas de investimento, são afetadas pela incerteza econômica, pela incerteza técnica e pelas flexibilidades gerenciais embutidas nos projetos.

A incerteza econômica está associada a fatores exógenos ao projeto como as oscilações estocásticas da demanda de energia elétrica projetada, do valor da tarifa de energia elétrica e dos custos. A incerteza técnica é relativa a fatores internos ao projeto, como a incerteza no desempenho de projetos em razão da utilização de novas tecnologias. As flexibilidades gerenciais são relativas ao grau de liberdade do gerente para a tomada de decisões relativas ao projeto, denominadas *opções reais*, como a escolha do momento ótimo de iniciar um investimento (*timing*), ou opções de expansão, contração e de abandono de um projeto. Segundo Dias (1996), ignorar qualquer desses três fatores na análise econômica de projetos pode implicar numa subavaliação dos mesmos ou levar a erros irreversíveis na tomada de decisões.

Portanto, o objetivo a análise econômica de projetos é maximizar o valor da empresa, sujeito às incertezas econômicas e técnicas, considerando o grau de liberdade gerencial do projeto. Esse é um problema de otimização sob incerteza, que demanda algumas ferramentas de análise econômica mais sofisticadas do que as técnicas tradicionais. DIAS (1996).

A avaliação de opções financeiras forneceu o subsídio para a idéia de incorporar métodos de precificação de opções ao problema de avaliação de investimentos reais sob incerteza. Esses métodos adicionam o valor da flexibilidade gerencial à abordagem tradicional do fluxo de caixa descontado e são conhecidos como Teoria das Opções Reais.

A seguir, cumprindo o objetivo de levantamento do estado da arte e da prática da análise de investimentos utilizando a Teoria das Opções Reais, serão apresentados os principais trabalhos desenvolvidos nas áreas de opções financeiras e opções reais, dando maior ênfase aos trabalhos relacionados ao setor elétrico que empregam modelos contínuos.

## 2.2 A Teoria das Opções Financeiras

O tema principal desta tese está profundamente relacionado à teoria de avaliação de opções, já que a intenção é avaliar opções de investimentos em distribuição de energia elétrica, considerando que a sua execução em cada estágio e também o investimento inicial são opções e não obrigações. Assim, antes de abordar a avaliação usando opções reais, é importante discutir a Teoria das Opções Financeiras, cujo ativo objeto é a ação.

Uma opção financeira representa o *direito* de seu titular de comprar ou vender determinado ativo objeto em certa data (ou até certa data), por um preço estabelecido. Uma opção Européia pode ser exercida apenas na sua data de vencimento. Uma opção Americana pode ser exercida a qualquer momento, até a sua data de vencimento. Uma opção Bermuda pode ser exercida em algumas datas de vencimento especificadas no contrato da opção.

O marco principal do desenvolvimento teórico da Teoria das Opções Financeiras é o trabalho apresentado em Black & Sholes (1973), no qual foi desenvolvida uma formulação analítica para avaliação de opção de compra Européia. Castro (2000) observa que a principal contribuição deste trabalho talvez não tenha sido a fórmula em si, mas sim a metodologia proposta. A formação de uma carteira dinâmica de ativos independente das preferências ao risco de seu titular, permitiu que fosse utilizada uma taxa de juros livre de risco para descontar as remunerações futuras da opção.

Alguns desses conceitos foram generalizados no trabalho de Merton (1973). Foi avaliada uma opção de compra Européia cujo ativo objeto pagava dividendos e foi mostrado que uma opção de compra Americana sobre um ativo objeto que não paga dividendos tem o mesmo valor que a opção Européia similar, ou seja, não é ótimo exercer antecipadamente uma opção de compra Americana quando o ativo objeto não paga dividendos.

Classicamente, a avaliação das opções é efetuada segundo duas abordagens: a

abordagem em tempo contínuo de Black & Sholes (1973) e a abordagem em tempos discretos introduzida por Cox, Ross e Rubinstein (1979) e Rendleman e Bartter (1979), que introduziu o modelo binomial de vários estágios. O trabalho de Cox, Ross e Rubinstein mostra como utilizar uma árvore binomial para tratar a característica de exercício antecipado das opções americanas de ações que seguem um processo log-normal. Seu algoritmo é um caso especial dos métodos “*lattice*” utilizados para resolver problemas de otimização de controle. A árvore trinomial foi introduzida por Clewlow & Strickland (1998).

Em sua forma mais simples, a árvore binomial multiplicativa tem se mostrado uma excelente ferramenta pedagógica e de precificação, sendo a técnica mais empregada na solução de opções Americanas com um único ativo objeto. Tsekrekos *et al.* (2003) comentam que a potencialidade do método reside em sua facilidade de construção, entretanto, o problema do método é que o número de nós da árvore cresce geometricamente quando se utilizam múltiplos fatores estocásticos como taxas de interesse, dividendos, volatilidades, ou múltiplos ativos. Entre outros Boyle (1988), Boyle, Evnine & Gibbs (1989), Trigeorgis (1991) e Gamba & Trigeorgis (2001) propuseram métodos de árvores para ativos reais que podem manusear mais que uma variável estocástica. Entretanto, nestas contribuições, todas as variáveis estocásticas devem ser conjuntamente distribuídas log-normalmente, uma hipótese difícil de justificar para muitos fatores tais como a taxa de interesse ou dividendos de commodities, cujo comportamento estocástico é analisado por Schwartz (1977).

Brennan & Schwartz (1977) usaram métodos de diferenças finitas aplicados em engenharia para resolver numericamente a equação diferencial de derivativos. A equação diferencial é inicialmente aproximada por um conjunto de equações de diferenças que são resolvidas iterativamente a partir de condições de contorno conhecidas. A característica atrativa do método é sua velocidade. Num trabalho de 1978, Brennan & Schwartz estabeleceram a relação das diferenças finitas com a integração numérica, que se encontra disponível em muitos pacotes de software matemático. Em outro importante artigo de Brennan & Schwartz (1985), o método foi aplicado na avaliação de recursos naturais. Utilizando preços dos mercados de *commodities*, foi analisada a opção de interromper as operações de uma mina de cobre. Entretanto, como os métodos *lattice*, a abordagem por diferenças finitas tem a maldição da dimensionalidade, ou seja, é computacionalmente impossível estendê-la para vários processos estocásticos.

Cox & Ross (1976) mostraram pela teoria da arbitragem, que uma opção Européia pode ser avaliada usando a expectativa da remuneração terminal da opção para uma dada medida de probabilidade neutra ao risco. Boyle (1977) utilizou essa conclusão para avaliar uma opção Européia usando Simulação Monte Carlo. Castro (2000) aponta como as principais vantagens de Monte Carlo sobre outros métodos numéricos, a possibilidade de calcular o erro da estimativa e o fato do erro da estimativa ser independente da dimensão do problema. Mas, a principal desvantagem dessa abordagem é que o erro da estimativa é inversamente proporcional ao tamanho da amostra, ou seja, melhores estimativas requerem maiores amostras e conseqüentemente um maior esforço computacional.

Em termos do binômio precisão e tempo computacional, a árvore binomial e os métodos de diferença finita mostravam-se superiores à simulação Monte Carlo. A Simulação Monte Carlo retornou ao cenário de avaliação de opção, com a proposição de um modelo para avaliação de opção com volatilidade estocástica, por Hull & White (1988). Neste modelo, o preço do ativo e sua volatilidade são estocásticos, tornando a sua formulação analítica bastante complexa, o que torna mais atrativa a abordagem de Simulação Monte Carlo. Este mesmo fenômeno ocorreu em vários ramos da ciência e engenharia, face à evolução na informática com o crescimento da velocidade de processamento e a implementação de processamento distribuído onde o Método de Monte Carlo é facilmente implementado.

A década de noventa pode ser considerada como o período de consolidação da Simulação Monte Carlo como ferramenta para avaliação de opções. Vários trabalhos surgiram mostrando como avaliar opções Européias mais complexas do que simples opções de compra e venda. Castro (2000) observa que a maioria dos trabalhos sobre Simulação Monte Carlo em finanças avaliava opções Européias, ou seja, opções que somente eram exercidas no vencimento. A avaliação da política ótima de investimento de Opções Americanas, as quais podem ser exercidas em qualquer momento até o seu vencimento, possui uma característica *backward*, que as tornam mais difíceis de serem avaliadas usando uma ferramenta *forward* como a simulação Monte Carlo.

No primeiro trabalho utilizando simulação Monte Carlo para avaliar opções Americanas, Tilley (1993) empregou um algoritmo que imita o método *lattice* padrão determinando o valor de manter a opção viva como o valor presente do valor esperado no próximo período. O espaço de estados do valor do ativo objeto em cada período de tempo era aglomerado em

grupos pré-estabelecidos. Obtidos os grupos, calculava-se a probabilidade de transição de cada grupo em um período, para cada um dos grupos no período subsequente. Assim, era obtida uma árvore simulada e um algoritmo de programação dinâmica estocástica era utilizado para avaliar a equação de Bellman em cada nó, ou seja, verificar em cada nó se o melhor é exercer a opção imediatamente ou esperar até o próximo período.

O principal problema com este algoritmo era sua dependência em relação à dimensão do problema. O preço de uma opção Americana é o da estratégia de exercício antecipado que apresente o máximo valor presente. Como o espaço de estados das estratégias de fluxo de caixa monitoradas é muito grande, a maximização direta do valor presente raramente é aplicada. Entretanto, quando o ativo econômico é modelado como um processo de Markov, o princípio de programação dinâmica de Bellman (1957) pode ser utilizado para calcular a estratégia ótima de monitoramento. Porém, quando o espaço de estados do ativo objeto tem muitas dimensões, esta abordagem se torna impraticável porque o algoritmo de programação dinâmica requer um espaço de memória exponencial ao número de dimensões. Para contornar o desafio da dimensionalidade, Barraquand & Martineau (1994) propuseram o algoritmo conhecido como Estratificação do Espaço de Estados do valor da Opção. A remuneração da opção, é a função que representa os fluxos de caixa futuros associados ao ativo objeto. A idéia chave da agregação estratificada de estados ao longo do valor pago pela opção foi particionar o espaço de estados no tempo em uma quantidade de *bins*, de modo que o valor da opção fosse aproximadamente o mesmo em todas as trajetórias de preço agregadas num mesmo *bin*. Desta forma, se a partição for apropriadamente escolhida, a estratégia aproximada estará bem próxima da estratégia real. A partir das trajetórias simuladas, podem ser calculadas as probabilidades de transição de se mover para um *bin* diferente no próximo período, condicionadas ao *bin* atual, usadas para determinar o valor esperado de continuação da opção.

Carrière (1996) usou a teoria de parada ótima para estabelecer que o valor do exercício antecipado característico de opções americanas é equivalente ao cálculo de um número de expectativas condicionais. Estas são usualmente difíceis de calcular explicitamente mas podem ser aproximadas usando regressão não paramétrica envolvendo as trajetórias de preços simuladas. Ele também sugeriu que os estimadores propostos por Tilley (1993) eram tendenciosos.

Nos últimos anos, novos trabalhos apareceram na literatura de finanças sobre avaliação

de opções Americanas usando Simulação Monte Carlo. Em Boyle, Broadie & Glasserman (1997), foi utilizado um modelo de árvore simulada para o preço do ativo objeto. Foi mostrado também que não existem estimadores não-tendenciosos para avaliar opções Americanas usando Simulação Monte Carlo. Para resolver este problema, foram propostos dois estimadores consistentes que formam um intervalo de confiança para o preço da opção.

O método proposto por Longstaff & Schwartz (2001) adota uma abordagem diferente para o cálculo do valor do exercício antecipado da opção americana. Sua idéia é aproximar a expectativa condicional do valor de continuação em cada data de exercício possível a partir de uma regressão seccional cruzada das trajetórias simuladas. No artigo, a aplicabilidade do método foi demonstrada avaliando vários tipos de opções.

## **2.3 A Teoria das Opções Reais**

O trabalho pioneiro de Black & Sholes (1973) e Merton (1973) para a avaliação de opções financeiras forneceu subsídios para a idéia de incorporar métodos de precificação de opções ao problema de avaliação de investimentos reais sob incerteza.

A Teoria das Opções Reais é uma metodologia para avaliação de ativos reais, como por exemplo, projetos de investimento, que leva em conta as flexibilidades operacionais e gerenciais ao longo da vida útil do projeto. Diferentemente de técnicas tradicionais como o Valor Presente Líquido (VPL), sua característica dinâmica conduz a resultados mais realistas.

A teoria das opções usada como ferramenta para avaliação de investimentos é relativamente nova. Seu conceito principal fundamenta-se na teoria das opções financeiras, estabelecendo uma analogia entre as opções e as decisões gerenciais ao longo da vida útil de um projeto de investimento.

O termo Opções Reais foi utilizado inicialmente por Myers (1977), destacando que as oportunidades de novos investimentos de expansão de uma empresa podem ser interpretadas como sendo análogas às opções de compra.

No final da década de setenta, sugeriram os primeiros trabalhos considerando a

oportunidade de investimento como uma opção, e não uma obrigação. Tourinho (1979) usou a Teoria de Opções Reais para avaliar uma reserva de recurso natural não renovável sob incerteza de preço, considerando a reserva como uma opção perpétua sobre os recursos extraídos.

Brenann & Schwartz (1985) analisaram a política ótima de operação de uma mina de cobre. McDonald & Siegel (1986) determinaram o momento ótimo para investir num projeto com investimento irreversível sob incerteza de custo e benefícios, modelado como um processo estocástico de tempo contínuo. A opção de espera é considerada análoga a uma opção Americana de compra, onde o ativo objeto é o valor presente do projeto e o preço de exercício é o custo de investimento.

As decisões de investimento são frequentemente executadas sequencialmente e numa ordem determinada. Majd & Pindyck (1987) desenvolveram um modelo onde uma empresa investe continuamente até que o projeto esteja completo (*Time to Build*).

A opção de abandonar permanentemente o projeto em troca do seu valor residual foi avaliada por Majd & Myers (1990).

Muitas vezes, os projetos de investimento apresentam mais de uma opção, e estas podem se interagir destruindo ou criando valor. Tais interações foram estudadas em Trigeorgis (1991 e 1993).

As obras de Dixit & Pindyck (1994), Trigeorgis (1996) e Amram & Kulatilaka (1999) sintetizam e consolidam a teoria das opções reais.

O trabalho de Martzoukos & Teplitz-Sembitzky (1992) introduziu formalmente a aplicação da teoria das opções reais no setor elétrico. Uma dificuldade frequente no passado consistia na eletrificação de áreas remotas caracterizadas por demanda dispersa e carga baixa cuja interligação ao sistema de transmissão era economicamente inviável. Soluções descentralizadas baseadas em geradores a diesel proviam soluções economicamente mais atrativas. Em face da incerteza da demanda, era necessário determinar a data em que era ótimo substituir a geração descentralizada investindo em uma linha de transmissão na região. Na solução deste problema de *timing* para exercício da opção de investimento, a condição

de otimalidade ocorre quando o ganho marginal do investimento for igual ao custo de adiamento da conexão ao sistema de transmissão. O modelo estocástico desenvolvido comprovou que o valor do projeto considerando o ato de investir como uma opção perpétua é maior do que o valor presente calculado pelo Fluxo de Caixa Descontado. Além do valor da opção de investimento é calculada o valor da razão crítica entre os custos de transmissão e geração para a qual a opção de investimento deve ser exercida.

A New England Electric System (NEES) aplicou técnicas de avaliação de opções no planejamento de investimentos, para mostrar que um investimento no “*repowering*” de uma planta hidrelétrica devia ser adiado, apesar de o cálculo convencional do VPL para o projeto produzir um resultado positivo. Adicionalmente, utilizou a abordagem da Teoria das Opções Reais para avaliar provisões de contrato de compra de energia elétrica e para determinar quando retirar uma unidade de geração, Kaslow & Pindyck (1994).

Um trabalho muito didático, incentivando o desenvolvimento da Teoria das Opções Reais foi produzido por Dixit & Pindyck (1995). Segundo os autores, a visão de investimento como sendo uma opção, pode auxiliar empresas de geração de energia elétrica a avaliar a flexibilidade em seus planos de expansão de capacidade. Economias de escala constituem uma importante fonte de economia de custos para as empresas. Frequentemente as empresas geradoras acham que é mais barato por unidade de capacidade construir plantas térmicas de larga escala do que adicionar capacidade em pequenos volumes. Mas ao mesmo tempo, tais empresas convivem com incertezas consideráveis sobre o crescimento da demanda e sobre o preço do combustível requerido no futuro. Adicionar capacidade em pequenos volumes dá flexibilidade à empresa, mas também incorre em maior custo. Consequentemente é extremamente importante balancear estas alternativas. Suponha que empresa energética está decidindo entre investir numa grande planta térmica que fornecerá capacidade suficiente para atender o crescimento de demanda previsto nos próximos dez a quinze anos ou adicionar pequenos geradores, atendendo ao crescimento gradativo da demanda. Mesmo que um cálculo de VPL favoreça a planta térmica com maior dimensão, isso não significa que essa seja a alternativa mais econômica. A razão é que se ela investir na planta térmica, a empresa se comprometerá com um largo montante de capacidade e com um determinado tipo de combustível. Ao fazê-lo, ela desiste de sua opção de crescer mais lentamente (caso a demanda cresça mais lentamente que o esperado) ou de escolher um outro tipo de combustível que a favoreça melhor no futuro.

Corman (1997) fez uma reportagem sobre o uso de OR em empresas como Merck, New England Power, Enron e British Gas. Coy (1999) fez uma reportagem ainda mais ampla sobre casos reais de OR, destacando aplicações na Hewlett-Packard (HP), Enron, Airbus, Anadarko e Cadence, mas também mencionando outros casos reais na Apple, Stern Stewart, Toshiba, Chevron e Tennessee Valley Authority.

Triantis & Borison (2001) apresentam um importante levantamento da prática de opções reais, sintetizando as experiências de 39 profissionais de 34 companhias agrupadas em 7 indústrias: (1) Produtos industriais e de consumo (DuPont, LLBean e Procter & Gamble); (2) Serviços financeiros (Credit Suisse First Boston e Morgan Stanley); (3) Informática e telecom (HP, Intel, Rockwell, Sprint e Ultratech); (4) Biotecnologia (Amgenm, Genentech e Genzyme); (5) Energia (Anadarko, Chevron, Cinergy, ConEdison, Conoco, Constellation Energy Group, Dynergy, El Paso, Enron, Lakeland Electric, Ontário Power Generation, Texaco, Wisconsin Public Service Co. e Xcel Energy); (6) Imobiliário (Beazer Homes); e (7) Transporte (Airbus, Boeing, British Airways, Canadian Pacific e General Motors).

A mudança de um regime de preços baseado em contratos de suprimento renováveis para uma estrutura baseada em preços dados por um mercado competitivo, expõe as empresas do setor elétrico brasileiro à volatilidade do mercado de eletricidade. Neste novo ambiente, as empresas devem gerenciar os riscos associados à operação diária (curto prazo) e também as operações de longo prazo. Metodologias baseadas no mercado devem ser utilizadas para planejamento da sua capacidade de geração, avaliação das oportunidades de investimento e maximização do valor de seus ativos.

Outra questão relevante para os participantes do mercado de energia elétrica é a avaliação de ativos reais, como os projetos de investimento em geração, transmissão e distribuição.

Um ativo de geração como as termelétricas, pode ser avaliado considerando a sua operação em cada período ao longo de sua vida útil como uma opção sobre a diferença entre dois ativos, a energia a ser produzida e o combustível usado para transformar energia térmica em elétrica. Na análise de opções reais, essa termelétrica optará por operar somente se a diferença for positiva. Consequentemente, o valor presente dos fluxos de caixa futuros será a

soma dos valores das opções de operação ao longo de sua vida útil, conforme mostrado em Deng *et al* (1998) e Ethier (1999).

Castro (2000) avalia uma unidade termelétrica flexível, considerando que a sua operação em cada estágio é uma opção e não uma obrigação, empregando Simulação Monte Carlo e Programação Dinâmica para calcular o valor da opção da termelétrica se declarar flexível.

Partindo da concepção de que o objetivo fundamental da regulação é aproximar o mercado de sua condição de perfeita competitividade, Guerra (2000) propõe a utilização dos conceitos de Opções Reais, ao serem considerados ativos não financeiros, possibilitando que as normas regulatórias deixem de ser ajustadas arbitrariamente, ajudando a induzir os agentes ao comportamento desejado. Dispondo desses instrumentos de análise, o trabalho completa-se com a introdução da competitividade nos sistemas isolados da amazônia, mediante a utilização de procedimento de leilão para estabelecer a concessão dos serviços de energia elétrica, inovando em uma área anteriormente considerada impermeável à competitividade.

Denton (2003) descreve como avaliar, gerenciar e otimizar riscos de mercado encontrados por operadores de ativos de energia usando opções reais e técnicas de otimização estocástica.

Moreira, Rocha e David (2003) avaliam o modelo brasileiro de regulação do mercado de energia segundo dois critérios (fluxo de caixa descontado e opções reais) e propõem modelos alternativos de despacho da geração de energia elétrica de forma a viabilizar economicamente a expansão da geração.

Arango, Domingues, Abreu e Camposilvan (2003) aplicam a metodologia de opções reais, avaliando contratos de qualidade de energia elétrica como opções Europeias.

Martins (2003) desenvolve um modelo de opções reais com investimento incerto, sequencial e com tempo de construção. Incorporam-se no modelo as opções reais de investir e abandonar a atividade. Os principais resultados deste importante trabalho são que, com investimento incerto, sequencial e com tempo de construção, o valor de esperar, apontado na literatura de opções reais como o responsável pela diferença entre a regra de decisão de investimento baseada no VPL e a baseada em um modelo de opções reais, pode não ser tão

significativo e o aumento da incerteza pode antecipar o investimento.

Uma nova ferramenta para avaliar opções reais foi definida por Carlsson & Fullér, introduzindo lógica fuzzy na fórmula de Black & Sholes como um método de informações imprecisas e incertezas envolvidas em projetos de investimento de larga escala. Alcaraz Garcia (2004) utilizou uma árvore de decisão para calcular uma opção de adiamento e seu respectivo *timing* ótimo de investimento para um projeto de reengenharia de processo de geração na Finlândia.

Hedman Feng e Sheblè (2005) discutem a Teoria das Opções Reais, a Simulação Monte Carlo para avaliação de incertezas, a abordagem de árvores para precificação de opções e suas possíveis aplicações na avaliação de investimentos de expansão do sistema de transmissão. Observou-se que uma diferença chave é que a análise de opções reais não assume que o processo de decisão é estático como fazem os métodos tradicionais. Em vez disso ela permite a consideração de opções gerenciais, proporcionando uma melhor estimativa do valor do investimento.

Ramanathan e Varadan (2006) exploram a aplicação de opções reais na análise de investimentos em transmissão enfatizando que as empresas de geração compreenderam mais rapidamente a sua importância na avaliação de investimentos e no gerenciamento de risco, e apresentam a formulação e análise do problema com exemplos ilustrativos.

Nossos trabalhos com a Teoria de Opções Reais iniciaram com um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento realizado pela UNIFEI no ciclo 2002-2003 em conjunto com a EDP ESCELSA. Em Marangon *et al* (2003), seguido pelo artigo Marangon *et al* (2004), a Teoria de Opções Reais foi utilizada para modelar incertezas de mercado e incorporar a opção de adiamento do investimento na construção de uma subestação, avaliada pelo método binomial. Adicionalmente, foi enfatizada a necessidade de adequação do fluxo de caixa dos investimentos ao regime de regulação econômica, através da representação dos movimentos tarifários e de variáveis que representem adequadamente a realidade da atividade regulada de distribuição, como mercado global da empresa, tarifa de uso do sistema de distribuição, tarifa de compra de energia, índice de aproveitamento, taxa regulatória de remuneração de capital, índice de aproveitamento do investimento, ganhos de qualidade e redução de perdas.

Outro produto dessa pesquisa é a dissertação de mestrado de Miranda Filho (2005).

Um modelo de fluxo de caixa de investimentos considerando os benefícios dos movimentos de atualização tarifária foi proposto no trabalho de Santos *et al* (2004), acompanhado por um exemplo prático. Basicamente, foram definidas duas abordagens distintas para a formação do fluxo de caixa de investimento no sistema de distribuição. Uma para o período entre a realização do investimento e o momento da primeira revisão tarifária após o investimento, e a outra abordagem para o período após a primeira revisão tarifária. No primeiro período, o ativo advindo do investimento ainda não está inserido na base de remuneração e devem ser consideradas algumas receitas adicionais. No segundo período, como o ativo já está incorporado à base de remuneração regulatória da empresa e a sua remuneração é definida pela taxa de atratividade do regulador. Em face dos resultados obtidos e dando continuidade ao tema, foi executado um projeto adicional de Pesquisa e Desenvolvimento no ciclo 2005-2006, Marangon *et al* (2006), no qual a Teoria das Opções Reais foi empregada para modelar as incertezas regulatórias e a opção de adiamento do mesmo projeto exemplificado no trabalho do ciclo anterior. O modelo de Santos *et al* (2004) foi aperfeiçoado e foi proposta outra abordagem para o problema modelando a incerteza regulatória de forma exógena ao fluxo de caixa.

Salazar, Liu & Chu (2007) utilizaram o conceito de opções perpétuas na análise de investimentos em projetos de *merchant transmission*, ou seja, projetos baseados no mercado para importar energia barata de fornecedores construindo linhas de transmissão. Considerando a incerteza do mercado de energia, a teoria das opções reais é aplicada para determinar o momento oportuno de iniciar um projeto e obter o retorno máximo das receitas ou deixar a opção expirar quando o incentivo econômico não for suficiente. A tomada de decisão é baseada na recuperação dos custos através da taxa regulatória. No trabalho de Salazar, Liu & Chu proposto em 2008, o trabalho é estendido, utilizando a equação de Kolmogorov para calcular a probabilidade de não recuperação do capital associado a um exercício antecipado da opção, antes de ser atingida a condição ótima na qual os retornos esperados são maximizados em função das incertezas. Salazar defendeu sua tese de doutorado em 2008.

Brandão, Pamplona e Albuquerque (2009), realizaram o controle de uma avaliação de investimento realizada por uma distribuidora de energia. Para tanto, foi realizado um processo de análise reversa de um projeto da CEMIG para construção de uma subestação 138/13,8 kV

e uma linha de transmissão de 138 kV que foi avaliado no ano de 2004 usando apenas os métodos tradicionais de avaliação. Aplicando os valores reais, que se mostraram bem superiores ao caso que apresentava um VPL positivo de R\$662 (mil) em 2004, a avaliação resultou num VPL negativo de R\$3.499,34 (mil). Através da análise por opções reais o valor presente líquido do projeto com flexibilidade, considerando uma volatilidade de 10,43% é R\$3.965,61 (mil). Como o investimento apresentou um alto valor de opção de espera, concluiu-se que havia um grande risco inerente ao projeto e teria sido melhor ter adiado o investimento no mesmo.

Com o objetivo de promover a integração da decisão de investimentos em ambiente de incertezas à análise de viabilidade de projetos de subtransmissão e distribuição Gazzzi e Ramos (2009) apresentam o exemplo de uma alternativa de investimento para construção de uma linha de transmissão. No caso base os investimentos foram feitos nos anos 1, 2 e 3. A empresa passou a usufruir dos benefícios técnicos proporcionados pelo empreendimento a partir do ano 4. As receitas regulatórias passaram a beneficiar a empresa a partir do ano 5, em função da revisão tarifária ocorrida no final do ano 4. Visando a maximização do capital investido deve-se antecipar ou postergar a energização desta obra de modo que os benefícios técnicos estejam alinhados com as receitas regulatórias. Considerando a incerteza da glosa que o Regulador pode fazer sobre o valor do investimento a ser considerado para efeito da Base de Remuneração Regulatória, modelada como uma distribuição normal de média 15% e desvio padrão 4%, a simulação de Monte Carlo foi realizada para obter a distribuição de probabilidade do VPL do projeto. Como o sistema elétrico da distribuidora é dinâmico e malhado a metodologia desenvolvida não pretende avaliar as obras individualmente, mas sim comparar alternativas de Planos de Investimento (Planos de Negócio das Empresas) para um horizonte de 10 anos.

É crescente o interesse acadêmico global sobre o comportamento dos modelos de regulação econômica sob incerteza. Principalmente devido ao fato de que estes modelos foram desenvolvidos considerando a metodologia tradicional na análise do equilíbrio econômico das empresas reguladas.

Salinger (1998), Small e Ergas (1999), Alleman e Noam (1999) apontam para o desestímulo ao investimento ocasionado ao não se levar em conta o valor das opções na determinação de tarifas ou preços baseados em custos ou, mais especificamente, na remuneração do capital investido. Trabalhos mais recentes no setor de telecomunicações

como Holms (2000), Clark e Easaw (2003), Pindyck (2004) e (2005), e Hori e Mizuno (2006) sofisticam os modelos e os processos estocásticos que os subsidiam.

Cowan (2002) revisou a literatura da regulação *price cap* e observa que existem questões em aberto relativas à a habilidade do método no aporte de investimentos no longo prazo e em particular na presença de incerteza na demanda.

No caso de indústrias de rede, a abertura do acesso à rede da incumbente e o seu correto apreçamento desempenham um papel fundamental para a eficiência do aparato regulatório. No setor de telefonia local, a discussão sobre preços de acesso e competição foi enriquecida com a questão da remuneração do investimento realizado pela incumbente. No Brasil, o valor da tarifa de uso de redes locais se baseava em um modelo *price-cap* reajustado pelo índice de preços e pelo fator de produtividade. Mas ao determinar que os preços de acesso fossem iguais aos custos, ainda que *forward-looking*, estaria o regulador fornecendo incentivos corretos para que haja investimento por parte da incumbente? Baseada na abordagem de Pindick (2004), Rocha (2005) calcula o *mark-up* sobre os custos de longo-prazo da incumbente para remunerar suas opções reais relativas à decisão de investir em uma infraestrutura de rede quando esta é disponibilizada à entrante num ambiente de irreversibilidade e incerteza.

Pantheghini e Scarpa (2001 e 2003) e Moretto *et al.* (2001, 2003 e 2004) utilizam um modelo estocástico em tempo contínuo para analisar um esquema de compartilhamento de lucros em regimes *price cap*. Ou seja, quando o lucro da concessionária atinge um determinado patamar, ocorre uma intervenção do regulador para compartilhar uma parte deste lucro com os consumidores, sob a forma de preços mais baixos. Neste modelo, a regra RPI-X permanece em efeito enquanto o lucro estiver abaixo de um valor exógeno fornecido pelo regulador. Senão, o valor de X é elevado. Moretto & Valbonesi (2004) investigaram as condições ótimas para implementação de esquemas de compartilhamento de lucros O modelo determina o valor gatilho (*trigger*) ótimo do lucro para acionamento do mecanismo de compartilhamento de lucros. Também analisaram um jogo onde o distribuidor manipula seus lucros.

Utilizando um modelo de opções reais, Dobbs (2004) estuda o efeito de regulação *price cap* em decisões de investimento num ambiente monopolístico e Roques e Savva (2006)

estenderam esta investigação para oligopólios. Este estudo é estendido por Savva (2007) para focar investimentos em novas capacidades considerando a existência de um intervalo de tempo (*time lag*) entre as decisões de construção e operacionalização de projetos. A estratégia *time-to-build*, é característica em atividades como exploração de recursos naturais, plantas de geração de energia elétrica, projetos de P&D no setor farmacêutico. Este trabalho mostrou que a regulação price cap é mais efetiva à medida em que o tempo de construção aumenta. Earle (2006) mostra que, sob incerteza, um preço teto relacionado a custos de longo prazo falha em reduzir preços.

## Opções Reais

*"To factor real-world uncertainties into your decisions, look beyond net present value."*

*Avinash K. Dixit and Robert S. Pindyck (1995)*

### 3.1 Considerações Iniciais

A base da obtenção de um desempenho superior em relação à média do setor é a sustentabilidade da vantagem competitiva da empresa. O modelo de Porter (1991) apresenta dois tipos básicos de vantagem competitiva: liderança em custos e habilidade de diferenciação, a busca de uma empresa em ser original no seu setor em dimensões amplamente valorizadas, como qualidade e características do produto ou serviço, estratégias de comercialização, distribuição, marketing, favorecendo o estabelecimento de vínculos com os clientes. Essas duas vantagens competitivas podem ser abordadas ou ajustadas através de uma terceira estratégia competitiva: enfoque, ou seja, a empresa deve almejar ser a melhor num segmento. Portanto há duas variantes: foco em custos e foco em diferenciação, embora essas estratégias sejam interdependentes. Por isso, um líder em custos deve atingir a paridade ou ao menos a proximidade nas bases de diferenciação do setor e a diferenciação não pode ignorar seu posicionamento em custos. A empresa deve tentar diminuir custos em todas as áreas que não afetem a sua diferenciação, e nas áreas de diferenciação os custos devem ser inferiores ao preço que os clientes estão dispostos a pagar pelo produto.

A competitividade é extrínseca ao processo concorrencial e se define relativamente ao posicionamento de cada empresa em relação ao padrão concorrencial. No setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, uma atividade monopolística, o padrão concorrencial é fornecido pelo atual modelo de regulação, o qual comunga os paradigmas dos modelos Europeu e Americano: a competitividade artificial, através da simulação de um mercado para o setor e a busca de metas, através de padrões de qualidade e custo do serviço.

A cadeia de valores de Porter é um modelo que ajuda a analisar as atividades específicas através das quais as empresas podem criar valor e vantagem competitiva. Do ponto de vista do gerenciamento baseado no valor, as estratégias da abordagem da vantagem competitiva, devidamente aplicadas às atividades da empresa e estruturadas numa cadeia de valores, ajudam a construir uma vantagem competitiva relativa. Utilizadas juntas, elas podem ser vistas como uma das duas dimensões na maximização da criação de valor corporativo.

A outra dimensão da criação de valor é a atratividade do mercado, frequentemente avaliada usando-se a tipologia genérica estabelecida por Porter (1980), conhecida como modelo das cinco forças competitivas que dirigem a concorrência na indústria: (a) ameaça da rivalidade entre os competidores existentes; (b) a ameaça de entrada de novos concorrentes; (c) a ameaça de produtos ou serviços substitutos; (d) o poder de barganha de fornecedores; e (e) o poder de barganha de clientes. O conhecimento e monitoração dessas forças, cujas intensidades evidenciam as oportunidades e ameaças no ambiente da empresa, é essencial para a formulação de uma estratégia competitiva proativa. Segundo o autor, quanto maiores as forças, menor é a lucratividade média de longo prazo da empresa.

Tozzini (2006) aplicou o modelo de Porter às distribuidoras de energia elétrica, que atualizamos face ao cenário do ciclo atual de revisão tarifária. Estas empresas atuam em áreas próprias e exclusivas de concessão, não estando portanto submetidas a grandes disputas de posicionamento no mercado. A substituição maciça dos serviços de energia elétrica ou a utilização de insumos substitutos não é eminente. Com referência à compra de energia para revenda, o poder de barganha dos fornecedores flutua ao longo do tempo, de acordo com a relação entre a oferta e a demanda de energia. A entrada de fontes alternativas de energia no mercado promove o aumento da concorrência e ao longo do tempo pode reduzir ainda mais o poder de barganha dos fornecedores tradicionais. Além disso, o custo com a compra de

energia é totalmente repassado aos consumidores através da tarifa. Embora nesta década tenha sido intensificada a pressão das associações de consumidores sobre o desempenho da ANEEL no processo de estabelecimento de preços, o poder de barganha dos consumidores ainda é relativamente baixo. Até mesmo o poder de negociação dos consumidores livres é atenuado pelo atual custo do transporte da energia adquirida de fornecedores alternativos, tornando proibitivas muitas alternativas de acesso a geradores.

Analisando a resultante destas forças, conclui-se que, devido à característica física e estrutural do setor de serviço de distribuição, as empresas têm elevado potencial de obtenção de retornos. Contrapondo essas forças está a atuação da componente de Porter relativa às barreiras de entrada ao mercado. Barney (1997) define barreiras de entrada como os atributos da estrutura de uma indústria que aumentam o custo da entrada. Porter (1980) estabelece seis fontes principais de barreiras de entrada: economias de escala, diferenciação de produto, necessidade de capital, custos de mudança, acesso aos canais de distribuição e desvantagens de custo independentemente da escala. Além dessas, ele menciona a política governamental como possível barreira. Como a atividade de distribuição de energia elétrica constitui um monopólio natural, a principal barreira de entrada a esse mercado é representada pela regulação deste monopólio natural, efetuada pelo poder concedente através de concessões e pautada pelo estabelecimento de um ambiente competitivo que espessa o padrão concorrencial, modelando a estratégia dominante de custos remuneráveis e limitando estratégias de diferenciação empregadas na atração/retenção de clientes.

Segundo Porter (1992), as mudanças que estão se processando na natureza da competição e a crescente pressão da globalização, fazem do investimento o fator mais importante da vantagem competitiva. O autor observa que, em comparação às empresas japonesas e alemãs, as empresas americanas têm investido menos e com um horizonte de curto prazo e alegam que as pressões de mercado por resultados de curto prazo têm reduzido os investimentos de longo prazo. Adicionalmente, o autor aconselha o investimento em ativos intangíveis (recursos humanos, tecnologia e imagem da empresa) e em capacidades requeridas para a competitividade, tais como em P&D, capacitação de recursos humanos, tecnologia de informação, desenvolvimento organizacional, e relações com clientes e fornecedores. Mostra que sem reinvestimento ocorre a depreciação tanto dos ativos tangíveis da empresa (ativos físicos e financeiros) quanto dos intangíveis. Muito mais que isso, enfatiza que investimentos são fundamentais para a manutenção da vantagem competitiva tanto em liderança em custos

quanto em diferenciação.

A obtenção da posição competitiva desejada depende de dois fatores: as condições iniciais da empresa, incluindo a sua imagem, habilidades e atividades existentes e as decisões gerenciais, as quais são feitas sob incerteza, suportando investimentos em ativos e em habilidades. Consequentemente, o objetivo de uma empresa deve ser o estabelecimento de um ambiente decisório estimulando investimentos que maximizem o seu valor a longo prazo.

“A flexibilidade da administração em adaptar futuras ações em resposta às futuras alterações de cenários expande o valor da oportunidade do investimento pela melhoria do potencial de ganhos, enquanto limita as perdas relativas às expectativas iniciais da administração sob uma administração passiva”. Santos (2001).

Dixit e Pindyck (1994) observam que a maioria das decisões de investimento compartilha três importantes características em diversas magnitudes: irreversibilidade, incerteza e *timing*, como detalhado a seguir.

**Irreversibilidade:** O investimento é parcialmente ou completamente irreversível. Alguns investimentos de capital específicos da empresa, como em publicidade, por exemplo, não podem ser recuperados. O nível de irreversibilidade é determinado pelo fator de assimetria de informação, conceito estabelecido por Akerlof (1970), que é a diferença percebida pelo comprador e o vendedor relativa ao valor de um bem. Uma indústria cuja produção não é mais interessante, embora possa ser vendida para outra empresa concorrente, exatamente por não ser mais interessante produzir, terá um valor muito pequeno, ou zero. Mesmo investimentos que não são específicos de uma determinada empresa ou indústria, como equipamentos de uso geral (equipamentos de informática, de escritório, veículos, etc.), são em grande parte irreversíveis, pois só podem ser revendidos por um valor significativamente abaixo do seu valor original, ainda que estejam em excelente estado. Portanto, o custo inicial do investimento é pelo menos parcialmente perdido (*sunk cost*), e não pode ser totalmente recuperado caso se mude de idéia.

Em seu trabalho de tese de doutorado *Risk, Uncertainty and Profit*, publicado em 1921, Frank Knight introduziu a idéia de que o risco e a incerteza são fundamentais na análise econômica e estabeleceu a diferença entre os dois termos. Definiu risco como a probabilidade

mensurável de que algo possa ocorrer, tal como as situações onde os tomadores de decisão podem atribuir probabilidades para o risco de um indivíduo ser atropelado por um carro, e restringiu o termo “incerteza” aos casos onde a aleatoriedade não puder ser expressa em termos de probabilidades matemáticas como a evolução das flutuações do câmbio. Existem incertezas sobre as recompensas futuras de um investimento, ou seja, sobre os seus fluxos de caixa futuros. O melhor que pode ser feito é avaliar as probabilidades de diferentes resultados, os quais significam maiores ou menores retornos e até mesmo perda parcial ou total do investimento.

*Timing:* Normalmente existe alguma flexibilidade em relação ao *timing* do investimento. A ação de investir pode ser adiada até que sejam obtidas mais informações sobre a evolução do cenário atual (embora as informações nunca sejam suficientemente completas de modo a eliminar toda a incerteza). Em alguns casos, geralmente motivados por considerações estratégicas, a empresa não tem a opção de adiar o investimento. Porém, na maioria dos casos este adiamento é viável, embora a um determinado custo. Este custo pode ser o risco de outra empresa entrar no mercado, ou simplesmente a perda do fluxo de caixa que seria gerado se o projeto fosse executado imediatamente. Entretanto, os benefícios da espera geralmente são altos.

A irreversibilidade, incerteza e o *timing* interagem na determinação da decisão ótima dos investidores. Esta interação é o foco de Dixit e Pindyck (1994) ao desenvolverem a teoria de investimentos irreversíveis sob incerteza, sintetizada a seguir.

As empresas realizam investimentos de capital para criar e explorar oportunidades de lucro. Geralmente, o processo de decisão sobre o investimento num novo projeto, envolve a construção de um fluxo de caixa descontado, através de um procedimento muito simples. Inicialmente é calculado o valor presente da sequência esperada dos fluxos de caixa que o investimento irá gerar. A seguir, calcula-se o valor presente do fluxo das despesas requeridas para empreender o projeto. Finalmente, determina-se a diferença entre os dois valores presentes, ou seja, o Valor Presente Líquido. Se o VPL for maior do que zero, investir.

$$VPL = \frac{\sum FC_t}{(1+k)^t} - \frac{\sum I_t}{(1+k)^t} \quad (3.1)$$

Ainda de acordo com Dixit & Pindick (1994), a métrica do VPL é baseada em algumas suposições implícitas, as quais são frequentemente esquecidas. Uma das suposições mais importantes é que o investimento é reversível, significando que de alguma forma ele pode ser desfeito e as despesas incorridas recuperadas, caso as condições de mercado revelem-se piores do que as condições antecipadas ou projetadas, ou, se o investimento for irreversível, esta proposição é do tipo “agora ou nunca”, o que significa que se a empresa não realizar os investimentos agora, não poderá realizá-los no futuro.

Embora alguns investimentos pertençam a uma das duas categorias, a maioria não se enquadra. Sobre as características específicas dos investimentos, Brasil (2002) observa que a irreversibilidade é questão de grau e cita como irreversíveis os investimentos em propaganda, a aquisição de equipamentos de alta tecnologia ou de ciclo de vida curto (automóveis, por exemplo), cuja liquidez é baixa. A revenda de equipamentos modernos é possível desde que seja oferecido deságio atraente. Portanto, é interessante a consideração de que os desembolsos com investimentos sejam vistos como custos incorridos (*sunk costs*), conforme recomendado por Dixit & Pindyck (1994).

A irreversibilidade e a possibilidade de adiamento são características muito importantes de investimentos reais. E a habilidade de se adiar um investimento irreversível pode afetar profundamente a decisão de investir. Assim, para melhor analisar decisões de investimento, é necessário estabelecer uma estrutura mais rica, que capacite aos gerentes endereçar as questões da irreversibilidade, incerteza e *timing* mais diretamente.

Ross *et al.* (2002) adicionam que a empresa tomará decisões com relação a um projeto, durante toda a vida deste. Ao avaliar um projeto hoje, supõe-se que as decisões futuras serão ótimas, contudo, não se sabe ainda quais serão estas decisões, uma vez que grande parte das informações ainda está por ser descoberta. Desta forma, a possibilidade de adiar o investimento consiste numa opção importante e que não deve ser desconsiderada ao avaliar um projeto de investimento.

Observou-se que a oportunidade de investimento em ativos reais apresenta características de investimentos em opções sobre ativos financeiros, e por isso, estas oportunidades de investimento são denominadas opções reais.

Numa analogia com as opções financeiras, uma oportunidade de investimento irreversível é como uma opção de compra. Numa opção financeira de compra, durante um período de tempo pré-estabelecido, o titular da opção tem o direito de pagar o seu preço de exercício e receber em troca um ativo financeiro. Analogamente, durante um determinado período de tempo, uma empresa tem a opção de investir certo capital (preço de exercício) e receber em troca um ativo real. Normalmente, este ativo pode ser vendido, mas apenas a uma fração do seu custo. Quando a empresa efetua um investimento irreversível, ela exerce a sua opção de investir. Dessa forma, ela desiste da possibilidade de esperar por novas informações que possam afetar a conveniência ou *timing* da operação de investimento. Como o investimento é irreversível, é impossível desfazê-lo caso as condições do mercado se tornem adversas. O valor da perda dessa opção é um custo de oportunidade que deveria ser incluído como parte do custo do investimento.

Na realidade, se um projeto apresenta opções de flexibilidade, temos:

$$\text{Valor Expandido da Oportunidade de Investimento} = \text{VPL Convencional} + \text{VPOpção} \quad (3.2)$$

Assim, a metodologia de avaliação utilizando a Teoria de Opções Reais complementa o modelo do fluxo de caixa descontado, ao somar ao VPL resultante do mesmo, o valor das oportunidades embutidas.

## 3.2 Opções sobre Ações

A seguir será feito um breve resumo sobre as características de uma opção, cujo ativo objeto é a ação. O entendimento do seu significado é condição necessária para o estudo da Teoria das Opções Reais.

As opções sobre ações, que representam o tipo mais comum de opções, têm sido negociadas em bolsa de valores desde 1973 e são opções de compra ou de venda de ações.

Uma opção é um ativo derivativo, cujo valor deriva do preço de um outro ativo denominado ativo objeto, ou ativo subjacente. A BM&F BOVESPA elabora a relação das ações-objeto autorizadas para negociação de opções a partir da análise do comportamento das

ações no mercado a vista, executada com base em sua liquidez, tradição e negociabilidade. As operações no mercado de opções somente podem ser realizadas por sociedade corretora autorizada pela Bolsa. As negociações são realizadas em lotes de ações.

Uma opção confere ao seu titular o direito de comprar ou vender um lote de ações determinado ativo objeto em certa data, ou a qualquer momento até certa data, por um preço estabelecido, denominado preço de exercício (*strike price*). Os preços de exercício das opções são determinados pela Bolsa, segundo critérios por ela estabelecidos. A data combinada de compra ou venda chama-se data de vencimento, data de exercício, data de expiração, ou simplesmente maturidade (*maturity*).

Exercer uma opção refere-se ao ato de comprar ou vender um determinado ativo, via contrato de opção. Existem, basicamente, dois tipos de contrato de opção: opção de compra e opção de venda. Uma opção de compra (*call*) dá a seu titular o direito de comprar um lote de determinado ativo objeto em certa data (ou até certa data) por um preço de exercício preestabelecido. Uma opção de venda (*put*) dá a seu titular o direito de vender as ações-objeto em certa data (ou até certa data), por um preço combinado no momento da transação do título.

Além disso, o titular pode, a qualquer tempo, negociar seu direito de venda em mercado, por meio da realização de uma operação oposta.

Opções também podem ser diferenciadas quanto à data de exercício. Uma opção estilo européia pode ser exercida apenas na data de vencimento do título. Uma opção americana pode ser exercida a qualquer momento a partir do pregão subsequente ao da realização da compra, até a data de vencimento. Essa característica confere às opções Americanas um valor no mínimo igual ao valor de opções Européias semelhantes. A maioria das opções negociadas em bolsa é do estilo americano.

As séries de opções autorizadas pela BM&F BOVESPA são identificadas pelo símbolo do ativo objeto associado a uma letra identificando o tipo da opção (compra ou venda) e seu mês de vencimento conforme quadro a seguir, e a um número que indica seu preço de exercício.

OPÇÃO		
COMPRA	VENDA	VENCIMENTO
A	M	Janeiro
B	N	Fevereiro
C	O	Março
D	P	Abril
E	Q	Maio
F	R	Junho
G	S	Julho
H	T	Agosto
I	U	Setembro
J	V	Outubro
K	W	Novembro
L	X	Dezembro

Por exemplo:

ELETE16 – Opção de compra sobre Eletrobrás ON com vencimento em Maio e preço de exercício de \$16,00 por ação.

ENBRQ34 – Opção de venda sobre Energias do Brasil ON com vencimento em Abril e preço de exercício de \$34 por ação. Esta opção é estilo Europeu.

Para o preço de exercício é melhor consultar a lista de séries autorizadas de opções no site da BM&F BOVESPA ou Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia - CBLC pois:

ELETE1 – Opção de compra sobre Eletrobrás ON com vencimento em Maio e preço de exercício de R\$23,50 por ação.

ELETE78 – Opção de compra sobre Eletrobrás PNB com vencimento em Maio e preço de exercício de R\$28,00 por ação.

De acordo com Hull (1994), os vendedores de opções são denominados lançadores e possuem posições vendidas (short positions). Os compradores de opções são chamados de titulares e possuem posições compradas (long positions).

O lançador que vende uma opção de venda no pregão, por intermédio de seu corretor, assume perante a Bolsa a obrigação de comprar as ações-objeto, caso sua posição seja

designada para o atendimento de uma operação, pagando por elas o seu preço de exercício. Em função dos direitos adquiridos e das obrigações assumidas no lançamento da opção, o titular paga ao lançador da opção uma quantia denominada prêmio da opção, seja ela de compra ou de venda. O prêmio pelo qual uma opção pode ser comprada ou vendida é determinado pelo acordo entre as partes numa transação no pregão da Bolsa. Seu valor depende da tendência de alta ou de baixa que os preços das opções apresentam devido a existência de maior número de aplicadores querendo comprar ou vender opções. BOVESPA (2000)

A avaliação de opções Americanas requer a determinação da política ótima de investimento, ou seja, deve-se determinar a partir de qual valor do preço do ativo objeto, a opção deve ser exercida, de modo a maximizar o valor presente de sua remuneração. Para a teoria das opções reais, a determinação desta política é o fator central, já que poderia estar sendo determinado o melhor momento para investir em um projeto de investimento.

A opção é um tipo especial de contrato financeiro porque dá ao seu titular o direito, mas não a obrigação de fazer alguma coisa. O comprador utiliza a opção apenas se é do seu interesse fazê-lo, portanto, uma opção dá ao seu titular um direito contingente. Assim, a opção será exercida apenas sob determinadas contingências – se o preço do ativo objeto for superior ao preço de exercício, no caso de uma opção de compra, e se o preço de exercício for superior ao preço do ativo objeto, no caso de uma opção de venda.

Entretanto, o agente que lançou esta mesma opção tem a obrigação de vender ou comprar esse ativo, caso o titular da opção o deseje. O lançador recebe um prêmio, correspondente ao valor em dinheiro para remunerar o risco assumido. Assim, a opção introduz uma relação assimétrica entre esses dois agentes. Quem compra o título possui direitos em relação a quem o vende. Por outro lado, quem vende (ou lança) a opção, tem obrigações, relativamente àquele que a comprou. Brasil (1991)

Uma opção está “dentro do preço” quando seu preço de exercício é inferior ao preço a vista da ação-objeto, no caso de opção de compra, ou superior, no caso de opção de venda. Nos mercados organizados de opções, as opções com prêmio elevado são as *in the money* ou *on the money*. As opções que têm um prêmio de baixo valor são as “fora do preço” (*out of the money*), cujo preço de exercício no momento do contrato se encontra suficientemente distante

do preço corrente do ativo subjacente, tornando seu exercício pouco provável, salvo em caso de súbita acentuação da volatilidade das cotações.

Hull (1994) comenta que os contratos de opções negociados no mercado financeiro atraem participantes de vários estilos, dentre os quais destacam-se os *hedgers*, especuladores e arbitragistas. Enquanto os *hedgers* procuram proteção com relação a movimentos adversos nos preços de determinados ativos, os especuladores querem abrir posições, apostando na alta ou queda dos preços. Já os arbitragistas procuram obter um lucro sem risco, realizando transações simultâneas de um mesmo ativo em dois ou mais mercados.

Os interessados no mercado de opções devem estar cientes dos riscos do mercado e do valor que podem perder, como em qualquer aplicação no mercado de capitais. Para um conhecimento mínimo dos níveis de risco é importante levar em consideração a conjuntura econômico-financeira do país e da empresa, bem como os riscos da própria ação.

### 3.2.1 Opção de Compra (Call)

Seguindo a abordagem de Ross & Jaffe (2002), uma opção de compra dá a seu titular o direito de comprar um ativo objeto a um preço predeterminado durante um certo período. Não há restrição alguma ao tipo de ativo, mas os mais comumente negociados em bolsa são as opções sobre ações e ativos de renda fixa. Geralmente os ativos envolvidos são ações ordinárias. Por exemplo, opções de compra de ações da ELETROBRAS podem ser adquiridas no mercado de opções da BM&F BOVESPA. A ELETROBRAS não emite opções de compra sobre suas ações ordinárias. Os compradores e vendedores de opções de compra são investidores individuais. Uma opção de compra de ações da ELETROBRAS habilita um investidor a comprar 100 ações até sua data de vencimento, inclusive, a um determinado preço de exercício. Quando uma opção é comprada, o preço pago por ela, denominado prêmio da opção, assegura o direito do comprador de comprar determinada ação a um preço especificado, denominado preço de exercício (*strike price*). Se o titular decidir não usar a opção, seu único custo é o prêmio da opção.

Se um investidor otimista detiver 100 ações da ELETROBRAS com o prazo de um ano, como uma opção européia de compra, cujo preço de exercício é R\$15,00 por ação, esta opção terá valor se houver alguma chance de que o preço da ação esteja acima de R\$15,00 na data

de vencimento. Assim, se na data de vencimento  $T$  a ação estiver sendo negociada a R\$20,00, o titular da opção poderá exercer sua opção, comprar cada ação a R\$15,00 e vender imediatamente a R\$20,00, lucrando R\$5,00 menos o prêmio pago ao lançador da opção. Mas, se a ação estiver cotada a R\$10,00, o investidor pode jogar fora sua opção e ainda perde o prêmio pago ao lançador. Neste caso, o valor da opção de compra será igual a zero.

Assim, na data de vencimento, os valores de uma opção europeia de compra são:

Se  $S_T \leq X$  - Valor da opção de compra:  $C_T = 0$

Se  $S_T > X$  - Valor da opção de compra:  $C_T = S_T - X$

Matematicamente:

$$C_T = \text{Max}(S_T - X; 0) \tag{3.3}$$

onde:

$S_T$  = preço do ativo objeto na data de vencimento  $T$ .

$X$  = preço de exercício da opção.

O resultado obtido com a operação é:

$$\text{Resultado} = C_T - \text{Prêmio} \tag{3.4}$$

A figura 3.1 ilustra o comportamento do valor da opção em função do preço do ativo objeto na data de vencimento. Observa-se que a opção só tem valor quando o preço do ativo objeto for superior ao preço de exercício.

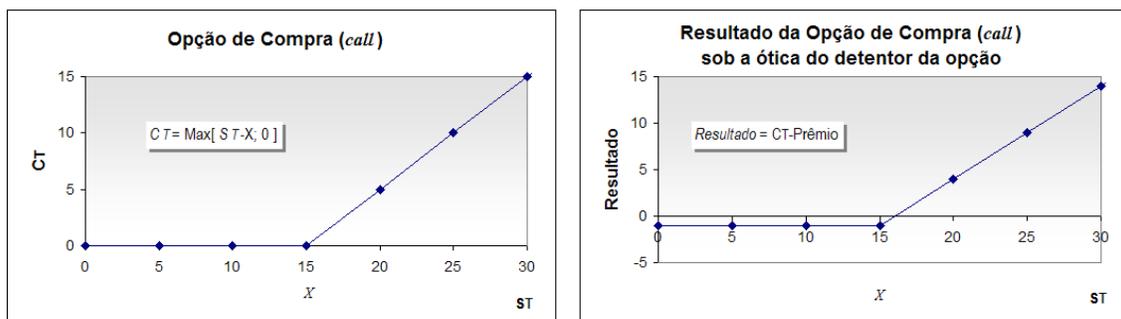


Figura 3.1 - Resultado da opção europeia de compra na data de vencimento em função do valor do ativo objeto

O valor da opção de compra jamais pode ser um valor negativo. Trata-se de um

instrumento com responsabilidade limitada, isto é, tudo o que o seu titular pode perder é o preço pago por ela: o prêmio da opção.

Agora será apresentada a situação do ponto de vista do lançador da opção. O investidor que lança uma opção de compra de ações tem a obrigação de vender as ações se o titular da opção exercer o seu direito. No momento que a opção é adquirida pelo titular, o lançador recebe dele uma quantia denominada prêmio da opção. Se o preço da ação for maior que o preço de exercício, o titular exercerá a opção de compra e o lançador será obrigado a vender as ações em troca do preço de exercício. O valor que o vendedor perde é a diferença entre o preço da ação e o preço de exercício. No exemplo dado, se na data de vencimento a ação da empresa estiver sendo negociada a \$20,00, o titular exercerá sua opção. O lançador da opção comprará a ação no mercado por \$20,00 e entregará ao titular pelo preço de exercício de \$15,00, perdendo \$5,00, descontado do valor do prêmio recebido do comprador. Mas, se a ação estiver cotada a \$10,00 na data de vencimento, exercer a opção não será vantajoso para o titular e o passivo do lançador será zero mais o valor do prêmio recebido do comprador.

Assim, na data de vencimento, a opção europeia de compra tem os seguintes valores para o seu lançador:

$$\text{Se } S_T < X \quad C_T = 0$$

$$\text{Se } S_T \geq X \quad C_T = S_T - X$$

Matematicamente:

$$C_T = -\text{Max}(S_T - X; 0) = \text{Min}(X - S_T; 0) \quad (3.5)$$

onde:

$S_T$  = preço do ativo objeto na data de vencimento  $T$ .

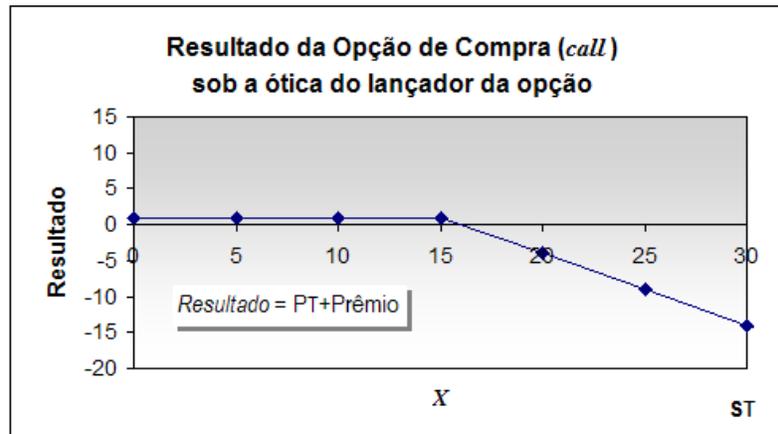
$X$  = preço de exercício da opção.

Neste caso, o resultado obtido com a operação é:

$$\text{Resultado} = C_T + \text{Premio} \quad (3.6)$$

A figura 3.2 representa graficamente a posição de venda da opção de compra na data de

vencimento em função do valor do ativo objeto.



**Figura 3.2** - O resultado para o lançador da opção europeia de compra na data de vencimento em função do valor do ativo objeto

### 3.2.2 Opção de Venda (Put)

Uma opção de venda dá a seu titular o direito de vender o ativo objeto a um preço predeterminado durante certo período. As circunstâncias que determinam o valor de uma opção de venda são o oposto das relevantes para uma opção de compra.

Se um investidor pessimista acreditar que a cotação da ação cairá no futuro e por isso adquirir uma opção de venda que lhe dá o direito de vender 100 ações da ELETROBRAS, como uma opção europeia de venda, com o prazo de um ano e a um preço de exercício de R\$15,00 por ação, se na data de vencimento a ação estiver sendo negociada a R\$20,00, a opção terá perdido seu valor e, provavelmente, o titular da opção rasgará o seu contrato, pois não vale a pena vender ações que valem R\$20,00 pelo preço de exercício de R\$15,00. Ele ainda terá perdido o valor do prêmio pago ao lançador. Mas, se a ação estiver cotada a R\$ 10,00 na data de vencimento, o investidor exercerá sua opção. Nesse caso, poderá adquirir 100 ações no mercado a R\$ 10,00 por ação, e em seguida vendê-las ao preço de exercício de R\$ 15,00, lucrando R\$ 5,00 menos o valor do prêmio pago ao lançador.

Assim, na data de vencimento, os resultados de uma opção europeia de venda são:

Se  $S_T \geq X$  Valor da opção de venda:  $P_T = 0$

Se  $S_T < X$  Valor da opção de compra:  $P_T = X - S_T$

Matematicamente:

$$P_T = \text{Max}(X - S_T; 0) \quad (3.7)$$

onde:

$S_T$  = preço do ativo objeto na data de vencimento  $T$ .

$X$  = preço de exercício da opção.

O resultado obtido com a operação é:

$$\text{Resultado} = P_T - \text{Premio} \quad (3.8)$$

A figura 3.3 representa graficamente o valor da opção de venda na data de vencimento em função do valor do ativo objeto. Neste caso, a opção tem valor quando o preço do ativo objeto for menor do que o preço de exercício.

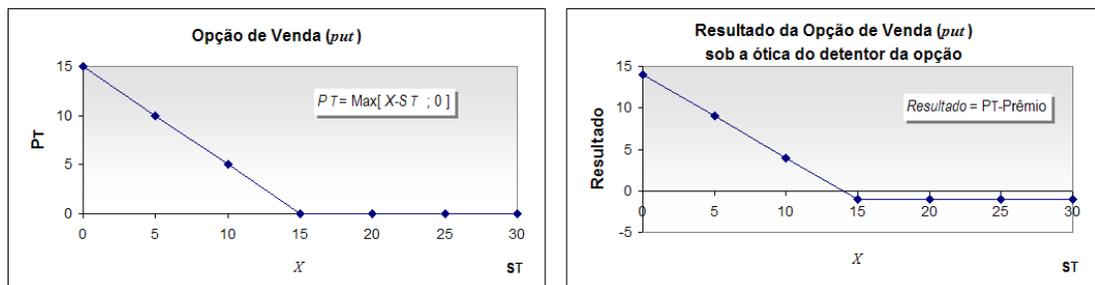


Figura 3.3 - Opção europeia de venda na data de vencimento em função do valor do ativo objeto

Agora será analisada a posição de venda da opção. O lançador da opção de venda já ganhou o prêmio pago pelo comprador mas perde neste negócio quando o preço da ação cai abaixo do preço de exercício e ele é obrigado a comprar as ações. No exemplo dado, se a ação estiver cotada a R\$ 10,00 na data de vencimento, o investidor exercerá sua opção e venderá a ação pelo preço de exercício de R\$ 15,00. Como a ação vale apenas R\$ 10,00 no mercado, a perda do lançador da opção será igual a R\$ 5,00 menos o prêmio que ele já ganhou. Porém, se na data de vencimento a ação estiver sendo negociada a R\$ 20,00, o titular da opção não exercerá seu direito, pois não vale a pena vender ações que valem R\$ 20,00 pelo preço de exercício de R\$ 15,00.

Assim, na data de vencimento, a opção europeia de venda tem os seguintes resultados para o seu lançador:

$$\text{Se } S_T \geq X \quad P_T = 0$$

$$\text{Se } S_T < X \quad P_T = S_T - X$$

Matematicamente:

$$P_T = -\text{Max}(X - S_T; 0) = \text{Min}(S_T - X; 0) \quad (3.9)$$

onde:

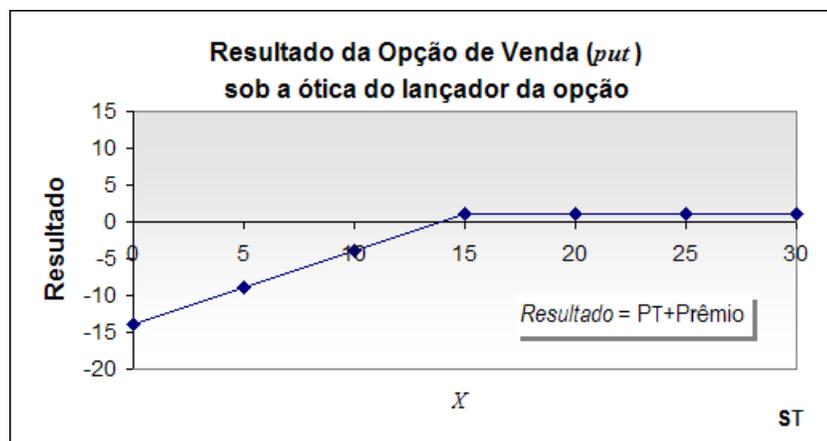
$S_T$  = preço do ativo objeto na data de vencimento  $T$ .

$X$  = preço de exercício da opção.

O valor da opção de venda também não pode ser um valor negativo. Trata-se de um instrumento com responsabilidade limitada, isto é, tudo o que o seu titular pode perder é o preço pago por ela: o prêmio da opção. Neste caso, o resultado obtido com a operação é:

$$\text{Resultado} = P_T + \text{Prêmio} \quad (3.10)$$

A figura 3.4 representa graficamente o valor da opção na data de vencimento em função do valor do ativo objeto. Neste caso, a opção de venda tem valor apenas quando a ação está cotada abaixo do preço de exercício. Ou seja, o lançador da opção tem prejuízo quando o comprador da opção tiver lucro.



**Figura 3.4** - Resultado para o lançador da opção europeia de venda na data de vencimento em função do valor do ativo objeto

### 3.2.3 Modelo Black-Scholes-Merton para precificação de opções financeiras

Segundo Copeland e Antikarov (2001), o famoso artigo de Fischer Black e Myron Scholes publicado em 1973 expôs pela primeira vez uma solução fechada para o preço de equilíbrio de uma opção de compra. Ainda em 1973 Robert Merton calculou uma opção de compra Européia cujo ativo objeto pagava dividendos e demonstrou que uma opção de compra Americana sobre um ativo objeto que não paga dividendos tem o mesmo valor que a opção Européia similar, ou seja, não é ótimo exercer antecipadamente uma opção de compra Americana quando o ativo objeto não paga dividendos. Embora Black viesse a falecer prematuramente, Scholes recebeu anos mais tarde o Nobel de economia juntamente com Robert Merton.

O modelo Black e Scholes (1973) e Merton (1973) para precificação de opções financeiras parte do conceito de que o preço do ativo objeto de uma opção tem um comportamento estocástico contínuo, na forma de um movimento geométrico browniano (MGB) de acordo com a equação 3.11.

$$dS = \mu S dt + \sigma S dz \quad (3.11)$$

O MGB nunca assume valores negativos sendo, portanto, adequado para representar o comportamento do preço de ativos financeiros. Assim, é assumido que os preços do ativo objeto em datas futuras calculados de forma contínua para um período entre duas datas são representados por uma distribuição probabilística lognormal e, conseqüentemente, as taxas de retorno do ativo objeto seguem uma distribuição normal.

Para o desenvolvimento da fórmula mundialmente conhecida e amplamente utilizada pelo mercado financeiro, seus formuladores adotaram as seguintes hipóteses básicas:

- a) o preço dos ativos segue um movimento browniano e tem uma distribuição lognormal com tendência  $\mu$  e desvio padrão  $\sigma$  constantes;
- b) a taxa de juros livre de risco  $r$  é constante;
- c) não existem custos de transação, impostos ou margens, e todos os ativos são perfeitamente divisíveis;

- d) não existem oportunidades de arbitragem livre de riscos;  
 e) a negociação com o ativo objeto é contínua e o ativo é divisível;  
 f) são permitidas vendas a descoberto e pode-se tomar qualquer quantia à taxa de juros corrente.

A equação 3.12 avalia opções de compra.

$$c = S \cdot e^{-yT} \cdot N(d_1) - X \cdot e^{-r_f T} \cdot N(d_2) \quad (3.12)$$

A equação 3.13 precifica opções de venda.

$$p = X \cdot e^{-r_f T} \cdot N(-d_2) - S \cdot e^{-yT} \cdot N(-d_1) \quad (3.13)$$

Onde:

$$d_1 = \left[ \ln\left(\frac{S}{X}\right) + (r_f - y + 0,5\sigma^2)T \right] / (\sigma^2 T) \quad (3.14)$$

$$d_2 = d_1 - (\sigma^2 T)^{0,5} \quad (3.15)$$

$c$  = Valor da Opção de Compra (*call*);

$p$  = Valor da Opção de Venda (*put*);

$S$  = preço do ativo subjacente;

$X$  = preço de exercício;

$T$  = prazo de vencimento;

$r_f$  = taxa livre de risco;

$\sigma$  = volatilidade do valor do preço do ativo;

$y$  = taxa de dividendo *yield* esperado;

$e$  = base dos logaritmos naturais, a constante  $e = 2,71828...$  ;

$N(d1)$  = probabilidade normal acumulada de uma unidade normal da variável  $d1$ ;

(Fórmula DIST.NORMP do Excel);

$N(d2)$  = probabilidade normal acumulada de uma unidade normal da variável  $d2$ .

Por exemplo, para calcular o valor da opção européia de compra sobre uma ação com uma taxa anual livre de risco 6%, com os seguintes dados:

Expiração (anos)	0,5
Volatilidade	0,20
VP do ativo-objeto	20,00
Taxa Livre de Risco	$= \ln(1+6\%) = 5,83\%$
Taxa de Dividendos	0,00%
Preço de Exercício	20,00

Aplica-se as equações 3.12 e 3.14 a 3.15 obtém-se:

$$c = 1,4219$$

Com o objetivo de analisar a sensibilidade da opção de compra a Figura 3.5 exibe a variação do preço da opção com o preço do ativo na data de vencimento.

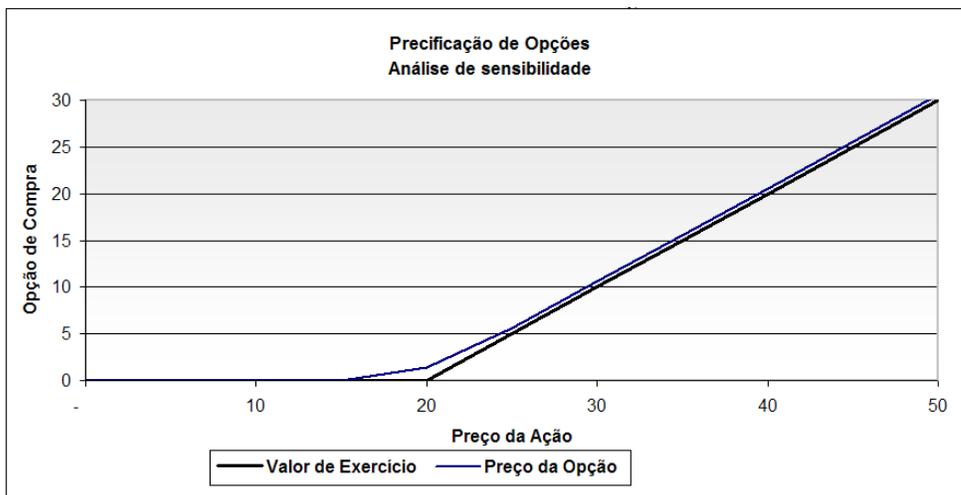


Figura 3.5 Análise de sensibilidade do preço da opção de compra com o preço do ativo na data de vencimento

### 3.3 Tipos de Opções Reais

De acordo com Trigeorgis (1996), a criação de valor e a posição competitiva da empresa são criticamente determinadas pela alocação de recursos e avaliação apropriada das alternativas de investimento. Métricas tradicionais de avaliação de investimentos (como o

valor presente líquido e a taxa interna de retorno) têm falhado ao não considerar a flexibilidade de gestão para adaptar e revisar decisões a posteriori, em resposta às mudanças ocorridas no mercado. Em um mundo incerto, a flexibilidade de operação e capacidade adaptativa da estratégia tornou-se vital para decidir sobre oportunidades de investimento e limitar prejuízos em mercados adversos.

Trigeorgis (1993 e 1995) definiu opções reais como as flexibilidades gerenciais embutidas nas oportunidades de investimento e nos projetos em geral.

Flexibilidade gerencial é a habilidade de afetar os fluxos de caixa futuros incertos de um projeto de forma a aumentar o retorno esperado ou reduzir suas perdas esperadas. Flexibilidades de projeto típicas incluem opções de expandir operações em resposta a condições positivas do mercado, abandonar um projeto com performance pobre, reduzir a escala ou de reativar operações após uma interrupção temporária. Todas essas oportunidades representam opções sobre ativos reais que permitem aumentar o valor do projeto, assim, elas são denominadas opções reais. O valor dessas opções não pode ser determinado pelo método tradicional do fluxo de caixa descontado, mas somente através de métodos de avaliação de opções ou análise de decisões.

Um projeto de investimento de capital pode ser considerado um conjunto de opções reais sobre um ativo real. Trigeorgis (1993) apresenta vários tipos de opções reais numa tabela, contendo uma descrição sucinta das mesmas, as aplicações mais importantes e as principais referências que abordaram cada uma delas. Também observa que muitas opções reais ocorrem naturalmente enquanto outras podem ser planejadas e incorporadas em um projeto, mas com um custo adicional. Dentre as opções que ocorrem naturalmente, podem ser citadas as opções de adiar um investimento até que as condições de mercado tornem-se mais favoráveis, denominadas opções de espera ou *timing*, de expansão ou contração de capacidade, de parada temporária ou de reinício da produção, de cancelar novas etapas do investimento, de abandonar o projeto pelo seu valor residual e de alteração de usos e insumos. As opções que podem ser planejadas a um custo adicional incluem as opções de expansão, de mudança de uso, de mudança de insumo. Há também opções sobre opções, denominadas opções compostas. Quando uma empresa decide construir uma nova unidade produtiva, esta pode ser construída em etapas. Existe então, a opção de parar ou adiar a construção ao fim de cada etapa. Desta maneira, cada etapa é uma opção contingente ao exercício anterior de outras

opções. Copeland & Antikarov (2002)

A Opção de tempo de construção (*time to build*) pode ser vista como uma sequência de opções de investimento, decorrentes da programação cronológica para a implementação do projeto. Em projetos que demandam vários anos de construção (mais comuns na indústria nuclear, em usinas hidrelétricas e em grandes obras públicas), as flutuações no preço do produto ou no custo de construção podem levar a uma opção de suspensão temporária, seguida por uma opção de reativamento.

Dentre as opções acima descritas, algumas se aplicam para o caso da distribuição, como a opção de *timing*, ou seja, a possibilidade de adiamento o início de um projeto, ou simplesmente opção de investimento, a opção de expansão da capacidade inicialmente prevista para um projeto e a opção de contração do investimento, caso a demanda cresça mais lentamente que o esperado, ou em decorrência da perda de clientes—como no caso do fechamento de indústrias, realizada pela realocação de equipamentos, substituindo-os por outros de menor capacidade.

A possibilidade de abandono do projeto que a princípio seria interessante tende a apresentar um valor residual baixo visto que os equipamentos já empenhados normalmente são de uso exclusivo para a atividade de distribuição.

A utilização de opções sequenciais compostas permite o tratamento de empreendimentos em distribuição em múltiplos estágios, onde o investimento em uma etapa cria a opção de investir na próxima fase.

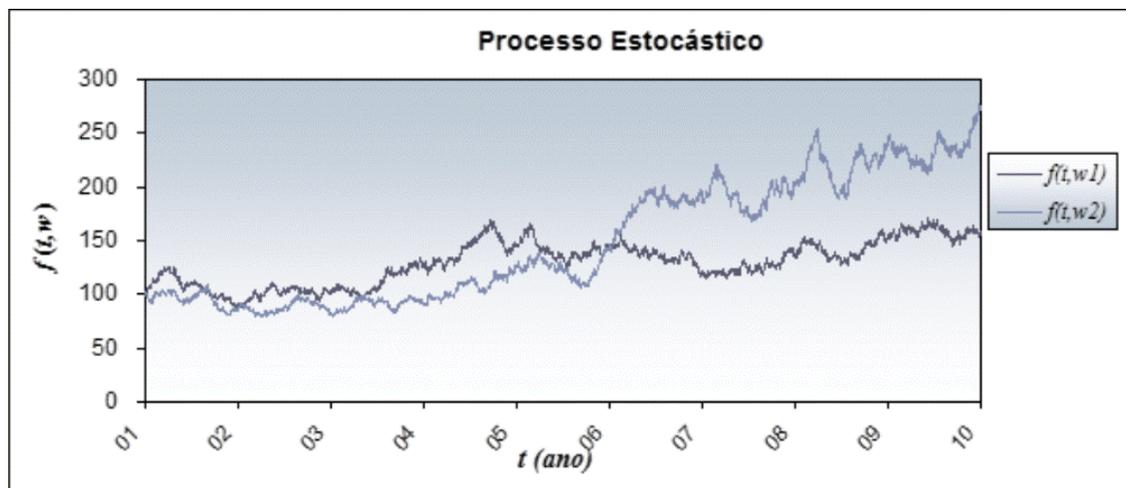
### 3.4 Processos Estocásticos

Para a compreensão das metodologias de determinação de preços de ativos e opções em tempo contínuo é importante revisar as ferramentas matemáticas que fundamentam o desenvolvimento destes modelos.

Segundo Hull (2005), qualquer variável cujo valor ao longo do tempo se desenvolve de uma maneira ao menos parcialmente aleatória e imprevisível segue um processo estocástico.

De uma maneira mais formal, Dixit & Pindyck (1994) acrescentam que um processo estocástico é definido por uma lei de probabilidade para a evolução de uma variável  $x_t$  ao longo de um tempo  $t$ . Assim, para cada valor de tempo, pode ser calculada a probabilidade de que o valor de  $x_t$  pertença a um intervalo de tempo especificado  $\text{prob}(a_t < x_t \leq b_t)$ .

Seja  $W$  um conjunto, onde  $w \in W$  denota um estado de um sistema: menor conjunto de variáveis que permitem determinar completamente o comportamento de um sistema num determinado momento no tempo. Seja também uma função aleatória ou um processo estocástico  $f(t, w), t \in R$  tal que para um estado  $w \in W$ ,  $f(\cdot, w)$  torna-se função de  $t$ . Com valores diferentes de  $w$  obtém-se funções representando duas trajetórias diferentes, como  $f(t, w_1)$ ,  $f(t, w_2)$  na Figura 3.6.



**Figura 3.6** Duas trajetórias diferentes de um processo estocástico

Os três principais processos estocásticos de interesse em aplicações econômico-financeiras são: o movimento geométrico Browniano (MGB); o movimento de reversão à média (MRM); e o movimento de saltos (*jumps*) ou processo de Poisson, acoplado ao MGB ou ao MRM.

Ozório, Bastian-Pinto e Brandão (2012) enfatizam que a seleção do processo estocástico que melhor represente a performance da variável estocástica é fundamental na análise econômica, particularmente, em projetos que possuem várias flexibilidades gerenciais em

condições de incerteza. A adoção de um processo específico pode ocasionar impacto no valor do projeto e até na regra de investimento.

### 3.4.1 Processo de Markov

Processos de Markov satisfazem a propriedade de Markov, segundo a qual, acontecimentos passados não têm influência na previsão de valores futuros. Assim, se  $x_t$  for modelada por um Processo de Markov, apenas o valor presente desta variável é relevante para prever o futuro, ou seja, a distribuição de probabilidade de  $x_{t+1}$  depende apenas de  $x_t$ , e não do que ocorreu antes do momento  $t$ . A vantagem do processo de Markov é que ele simplifica a análise dos processos estocásticos. Monteiro (2003) comenta que os preços de ativos financeiros são frequentemente modelados por processos de Markov porque as informações públicas são rapidamente absorvidas no valor atual dos ativos, de modo que o passado tem pouco ou nenhum poder preditivo sobre o seu valor futuro. Tal fato é conhecido em finanças como eficiência fraca de mercado.

Um exemplo de processo de Markov é o movimento denominado caminho aleatório (*random walk*), um processo estocástico em tempo discreto e estado discreto, no qual  $x_t$  é uma variável aleatória e o valor de  $x_0$  é conhecido em  $t=0$ . Ao longo do tempo  $x_t$  assume saltos de tamanho 1 para cima ou para baixo, com a probabilidade  $p$  de um movimento para cima e  $1-p$  de um movimento para baixo.

Como os saltos são independentes entre si, a dinâmica de  $x_t$  é descrita algébricamente como:

$$x_t = x_{t-1} + \varepsilon_t \quad (3.5)$$

onde  $\varepsilon_t$  é uma variável aleatória com distribuição de probabilidade:

$$prob(\varepsilon_t = 1) = prob(\varepsilon_t = -1) = \frac{1}{2}$$

A distribuição de probabilidade de  $x_t$  é binomial. Como a probabilidade de subir ou descer é a mesma ( $p = q = \frac{1}{2}$ ), o valor esperado de  $x_t$  é zero. Para  $t$  passos, a probabilidade

de ocorrerem  $n$  saltos negativos e, conseqüentemente,  $t - n$  saltos positivos é :

$$\binom{t}{n} \cdot \left(\frac{1}{2}\right)^n \cdot \left(1 - \frac{1}{2}\right)^{t-n} = \binom{t}{n} \cdot (2)^{-t} \quad (3.6)$$

Assim, se houver  $n$  saltos negativos e  $t - n$  saltos positivos num espaço de tempo  $t$ , o valor de  $x$  será  $-n + (t - n) = t - 2n$ . O valor esperado de  $x_t$ , é  $E_0(x_t) = 0 \forall t$  pois a probabilidade de subir ou descer é a mesma ( $p = q = \frac{1}{2}$ ).

Este processo pode ser generalizado alterando-se os valores de  $p$  e  $q$ , onde  $q = 1 - p$ . O número esperado de saltos para cima numa distribuição binomial é  $np$ , com variancia  $np(1-p)$ . Se  $p > q$ , teremos um *random walk* com tendência (*drift*), e o valor esperado de  $x_t$  é  $E_0(x_t) > 0 \forall t > 0$ .

Outro processo estocástico em tempo discreto e com variável contínua é o Processo Autoregressivo de Primeira Ordem (AR(1)). É um processo estacionário de reversão à média, ou seja,  $x_t$  tende a um valor constante no longo prazo.

$$x_t = \delta + \rho x_{t-1} + \xi_t \quad (3.7)$$

Onde:

$\delta$  é uma constante.

$\rho$  é uma constante  $-1 < \rho < 1$

$\xi \sim N(0,1)$

O valor esperado de longo prazo pode ser calculado fazendo  $x_t = x_{t-1} = x$  já que ele é constante.

$$x = \delta + \rho x + \xi$$

$$x = \frac{\delta + \xi}{1 - \rho}$$

$$E(x) = \frac{1}{1 - \rho} E(\delta + \xi)$$

$$E(x) = \frac{1}{1-\rho} [E(\delta) + E(\xi)]$$

$$E(x) = \frac{1}{1-\rho} \tag{3.8}$$

### 3.4.2 Processo de Wiener ou Movimento Browniano

Em 1827, o botânico Robert Brown observou que grãos de pólen suspensos em água observados ao microscópio, seguiam um caminho aleatório. Em seu terceiro trabalho de 1905, Einstein observou que os movimentos de partículas microscópicas suspensas num líquido estacionário eram idênticos ao movimento Browniano, que ele descreveu como um movimento “irregular” e propôs uma teoria matemática sobre ele, posteriormente desenvolvida por Norbert Wiener na década de vinte. O processo de Wiener, também denominado movimento browniano, é um processo estocástico em tempo contínuo muito utilizado para explicar a evolução de preços de ativos e possui três propriedades:

- é um processo de Markov;
- possui incrementos independentes e pode ser tratado como uma versão em tempo contínuo de um caminho aleatório (*random walk*); e
- as alterações no processo em qualquer intervalo de tempo finito são normalmente distribuídas, com uma variância que cresce linearmente com o intervalo de tempo.

Conforme Dixit & Pindyck (1994) e Hull (2005), uma variável  $z(t)$  representada através de um processo de Wiener tem as seguintes propriedades:

Propriedade 1: A variação de  $z$ ,  $\Delta z$ , num pequeno intervalo de tempo  $\Delta t$ , é dada por:

$$\Delta z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t} \tag{3.9}$$

Onde  $\varepsilon_t$  é uma variável aleatória com distribuição normal, média zero e desvio padrão 1, ou  $\hat{\Delta z} \sim N(0,1)$ .

Média de  $\Delta z$  :

$$E(\widehat{\Delta z}) = E(\widehat{\varepsilon}\sqrt{\Delta t}) = \sqrt{\Delta t} E\widehat{\varepsilon} = 0$$

Variância de  $\Delta z$  :

$$v(\widehat{\Delta z}) = v(\varepsilon\sqrt{\Delta t}) = \Delta t v(\widehat{\varepsilon}) = \Delta t \cdot 1$$

$$v(\Delta z) = \Delta t$$

Desvio padrão de  $\Delta z$  :

$$\sigma(\Delta z) = \sqrt{\Delta t}$$

O fato de  $\Delta z$  depender de  $\sqrt{\Delta t}$  e não de  $\Delta t$ , é particularmente importante, pois a variância da variação de  $z$  num processo de Wiener cresce linearmente com o horizonte de tempo, ou seja, à medida que o tempo aumenta, cresce a incerteza da previsão, e consequentemente seu desvio padrão. Portanto, o Processo de Wiener é um processo estocástico, não estacionário, pois sua variância cresce linearmente com o horizonte de tempo.

Propriedade 2: Os valores de  $\Delta z$  para quaisquer intervalos de tempo  $\Delta t$ , são independentes, e portanto  $z$  segue um processo de Markov.

Considerando um período longo de tempo  $T$  a variação de  $z$  pode ser representada por  $z(T) - z(0)$  e pode ser interpretada como a soma das variações de  $z$  em  $N$  intervalos de tempo  $\Delta t$ , onde:

$$N = \frac{T}{\Delta t} \tag{3.10}$$

Então:

$$z(T) - z(0) = \sum_{i=1}^N \varepsilon_i \sqrt{\Delta t} \tag{3.11}$$

Onde  $\varepsilon_i$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ) é uma variável aleatória com distribuição  $N(0,1)$ .

Como pela segunda propriedade, cada  $\varepsilon_i$  é independente dos demais,  $z(T) - z(0)$  tem distribuição normal,  $N(0, \sqrt{dt})$ :

Média de  $z(T) - z(0)$ :

$$E[z(T) - z(0)] = 0 \quad (3.12)$$

Variância de  $z(T) - z(0)$ :

$$v[z(T) - z(0)] = \Delta t \cdot N = T$$

$$v[z(T) - z(0)] = T$$

Desvio padrão de  $z(T) - z(0)$ :

$$\sigma[z(T) - z(0)] = \sqrt{T} \quad (3.13)$$

Considerando uma variação infinitesimal no tempo, ou seja, um intervalo de tempo  $\Delta t \rightarrow 0$ , obtém-se o incremento do Processo de Wiener em tempo contínuo:

$$dz = \varepsilon_i \sqrt{dt}$$

$$\begin{cases} E(dz) = 0 \\ v(dz) = dt \Leftrightarrow dz \sim N(0, \sqrt{dt}) \\ \sigma(dz) = \sqrt{dt} \end{cases}$$

A mais simples generalização do processo de Wiener é conhecida como Movimento Browniano com tendência (*drift*), ou Movimento Aritmético Browniano:

$$dx = \alpha \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (3.14)$$

Onde:

$dz$  é o incremento de Wiener;

$$dz = \varepsilon \sqrt{dt}$$

$$\varepsilon \sim N(0,1)$$

$\alpha$  representa o parâmetro de tendência no tempo (parâmetro *drift*);

$\sigma$  é o parâmetro de variância, e exprime a incerteza ou ruído do processo.

$\alpha$  e  $\sigma$  são constantes no Movimento Browniano com tendência.

Num intervalo de tempo  $\Delta t$ , a variação de  $x$  possui distribuição normal com parâmetros  $N(\alpha\Delta t, \sigma^2\Delta t)$ .

Média:

$$E[\Delta x] = \alpha\Delta t \quad (3.15)$$

Variância:

$$v(\Delta x) = \sigma^2\Delta t \quad (3.16)$$

Se as variações da variável estocástica representada por um Movimento Browniano Aritmético têm uma distribuição normal, este modelo não é adequado para representar preços de ativos financeiros, pois ele admite valores negativos e o preço nunca é negativo. Contorna-se este problema representando a taxa contínua para a variação do preço do ativo, como um Movimento Geométrico Browniano.

### 3.4.3 Movimento Browniano Generalizado - Processo de Itô

A generalização do Movimento Browniano, conhecida como Processo de Itô, é dada pela seguinte equação:

$$dx = a(x,t) \cdot dt + b(x,t) \cdot dz \quad (3.17)$$

$a(x,t)$  e  $b(x,t)$  são funções não-aleatórias do tempo e da variável de estado  $x$ .  $a$  é a variação da média por unidade de tempo, conhecida como taxa de crescimento esperado instantânea, ou taxa *drift* e  $b$  é a variação da variância por unidade de tempo, ou taxa de variância instantânea.

Essa equação diz que a variação infinitesimal ocorrida em  $x$  durante um intervalo de tempo infinitesimal  $dt$ , é expressa por um termo de valor esperado  $a(x,t)$ , também

denominado tendência ou termo de expectância, e por um termo aleatório  $b(x,t)$ , ou termo de variância, proporcional ao incremento aleatório de Wiener  $dz$ . O valor esperado de  $dx$  é igual a  $a(x,t) \cdot dt$ , e a sua variância é  $b^2(x,t) \cdot dt$ .

Média:

$$E[dx] = a(x,t)dt \quad (3.18)$$

Variância

$$v(dx) = [b(x,t)]^2 dt \quad (3.19)$$

Em termos discretos:

$$\Delta x = a(x,t)\Delta t + b(x,t)\Delta z \quad (3.20)$$

$$\Delta x = a(x,t)\Delta t + b(x,t)\varepsilon_t \sqrt{\Delta t} \quad (3.21)$$

Num intervalo de tempo  $\Delta t$ , a variação de  $x$ , denotada por  $\Delta x$  possui distribuição normal com parâmetros  $N(a(x,t)\Delta t, b^2(x,t)\Delta t)$ .

### 3.4.4 Movimento Geométrico Browniano

O Movimento Geométrico Browniano (MGB) é o mais usado na literatura e matematicamente o mais simples. O Movimento Geométrico Browniano (MGB) é um caso particular do Processo de Itô. Este processo é empregado na modelagem do preço de ativos, taxas de juros, preços de produtos e outras variáveis econômico-financeiras.

A restrição ao uso do Movimento Geométrico Browniano, é que este processo pode divergir levando  $x(t)$  para o infinito, e assim alguns modelos que seguem o MGB podem não ser muito realistas.

No MGB os parâmetros *drift* e variância são dados por:

$$a(x,t) = \alpha x \quad (3.22)$$

$$b(x,t) = \sigma x \quad (3.23)$$

Substituindo esses valores na equação do Processo de Itô, obtém-se:

$$dx = \alpha x dt + \sigma x dz \quad (3.24)$$

No modelo do Movimento Aritmético Browniano  $dx = \alpha dt + \sigma dz$ ,  $dx$  tinha uma distribuição Normal, com parâmetros  $N(\alpha \Delta t, \sigma^2 \Delta t)$ .

Dividindo a equação do MGB por  $x$ , o processo é transformado num Movimento Aritmético Browniano:

$$dx = \alpha x dt + \sigma x dz \quad (3.25)$$

$$\frac{dx}{x} = \alpha dt + \sigma dz \quad (3.26)$$

$$\frac{\Delta x}{x} = \alpha \Delta t + \sigma \Delta z \quad (3.27)$$

Como as variações proporcionais de  $x$ , ou seja,  $\Delta x/x$ , seguem um MAB elas têm uma distribuição normal, com parâmetros  $N(\alpha \Delta t, \sigma^2 \Delta t)$ .

Como:

$$\frac{d}{dx}(\ln x) = \frac{1}{x} dx = \frac{dx}{x} \quad (3.28)$$

Conclui-se que se  $F(x) = \ln x$  tem distribuição normal, a variável aleatória  $x(t)$  terá uma distribuição lognormal.

Usando uma série de Taylor e desprezando seus termos com expoente em  $t$  maior que um e os expoentes em  $dx$  maiores que 2:

$$dF = \frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{\partial F}{\partial x} dx + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} (dx)^2 \quad (3.29)$$

$$\frac{\partial F}{\partial x} = \frac{1}{x} \quad \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} = -\frac{1}{x^2} \quad \frac{\partial F}{\partial t} = 0$$

$$dF = \frac{1}{x} dx - \frac{1}{2} \frac{1}{x^2} (dx)^2$$

$$dF = \frac{1}{x} (\alpha x dt + \sigma x dz) - \frac{1}{2} \frac{1}{x^2} (\alpha x dt + \sigma x dz)^2$$

$$dF = \alpha DT + \sigma DZ - \frac{1}{2x^2} \left( \alpha^2 x^2 \underbrace{dt^2}_0 + 2\alpha\sigma \underbrace{dt dz}_0 + \sigma^2 x^2 \underbrace{dz^2}_1 \right)$$

$$dF = \alpha dt + \sigma dz - \frac{1}{2} \sigma^2 dt$$

$$dF = \left( \alpha - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) dt + \sigma dz$$

$$dF = \left( \alpha - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) dt + \sigma \varepsilon_t \sqrt{dt} \quad (3.30)$$

Portanto, num intervalo de tempo finito  $T$  a variação em  $\ln x$  é normalmente distribuída, com média  $\left( \alpha - \frac{\sigma^2}{2} \right) T$  e variância  $\sigma^2 T$ .

Considerando as propriedades de sua distribuição lognormal, se o valor presente de  $x$  for  $x_0$ , o valor esperado e a variância de  $x$  no tempo  $t$  são calculados por:

Média

$$E(x_t) = x_0 e^{\alpha t} \quad (3.31)$$

Variância

$$v(x_t) = x_0^2 e^{2\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1) \quad (3.32)$$

O valor esperado e a variância de  $x(t)$  poderão ser utilizados para calcular o valor presente descontado esperado de  $x(t)$  sobre algum período de tempo. Por exemplo:

$$E \left[ \int_0^{\infty} x(t) e^{-rt} dt \right] = \int_0^{\infty} x_0 e^{-(r-\alpha)t} dt$$

$$E \left[ \int_0^{\infty} x(t) e^{-rt} dt \right] = \frac{x_0}{r - \alpha} \quad (3.33)$$

### 3.4.5 Modelagem do Comportamento do Preço de uma Ação

Como uma opção é um ativo derivativo, cujo valor deriva do preço de um outro ativo (o ativo objeto ou ativo subjacente), para estudar opções sobre ações é necessário representar algébricamente o comportamento dos preços das ações. Neste ítem será desenvolvido um processo estocástico para preços de ações. Obviamente, as propriedades estatísticas do preço das ações são muito úteis na modelagem do processo estocástico que representará o seu comportamento.

Um dos mais antigos modelos do comportamento dos preços de ativos financeiros é a hipótese *Random Walk*, uma idéia que possui uma história ilustre, com antepassados intelectuais tais como Bachelier, Einstein, Levy, Kolmogorov e Wiener.

Geralmente, os preços das ações são modelados usando o Processo de Markov. Exemplificando, Hull (2005) comenta que se o preço atual de uma ação for \$100,00 e o preço desta ação seguir um processo de Markov, as previsões sobre a flutuação futura dos seus preços não devem levar em conta a flutuação ocorrida semana passada, no mês passado ou no ano passado. A única informação necessária para avaliar esta ação é seu preço atual.

As origens da hipótese de mercados eficientes pode ser encontrada na contribuição teórica de Bachelier (1900) em sua “Teoria da Especulação”. A primeira aplicação da hipótese de *Random Walk* ao mercado financeiro foi realizada por Paul Samuelson (1965), cuja contribuição é sintetizada no título do seu artigo: “Prova de que preços apropriadamente antecipados flutuam aleatoriamente.” Fama (1970), sintetizou essa idéia na frase “preços refletem toda a informação disponível”. De acordo com Lo & Mackinlay, diferentemente das muitas aplicações da hipótese de *Random Walk* nas ciências físicas e naturais, nas quais a aleatoriedade é assumida quase que por *default*, devido à ausência de alternativas naturais,

Samuelson argumenta que a aleatoriedade é atingida através da participação ativa de muitos investidores em busca de lucros. Movido pela ganância, um exército de investidores se lança agressivamente mesmo às menores vantagens informacionais à sua disposição e fazendo isto, eles incorporam sua informação aos preços do mercado e rapidamente eliminam as oportunidades de lucro que estimularam esta atitude agressiva. Se isto ocorrer instantaneamente, num mundo ideal de mercados sem atritos e sem custos de comercialização, então como os preços refletem toda informação disponível não ocorrerá mais a lucratividade devido à negociações baseadas em informações. Portanto, num mercado informacionalmente eficiente as variações devem ser imprevisíveis se a previsão das mesmas incorporar totalmente as expectativas e informações sobre todos os participantes do mercado. Por estas razões as hipóteses do *Random Walk* e do Mercado eficiente se tornaram ícones na teoria econômica financeira.

Roberts (1967) estabeleceu uma taxonomia para conjuntos de informações sobre um mercado de capitais. Na *Forma Fraca da Eficiência de Mercado*, o conjunto de informações inclui apenas o histórico dos preços ou retornos dos ativos. Na *Forma Semi-Forte* o preço atual da ação além de refletir todas as informações contidas nos seus dados históricos, reflete também todos os conhecimentos públicos disponíveis, ou seja, as informações conhecidas por todos os participantes do mercado. Na *Forma Forte* o preço atual reflete todas as informações, sejam elas públicas ou privadas.

A propriedade de *Markov* para o preço das ações é consistente com a *Forma Fraca da Eficiência de Mercado*, na qual o preço atual de uma ação já reflete plenamente todas as informações que estão contidas na sequência histórica do seu preço. Neste caso, não existe nenhum benefício em se prever as movimentações futuras no preço das ações baseando-se em séries históricas dos preços, ou seja, a propriedade de *Markov* se verifica.

O conceito do processo generalizado de Wiener alicerça a modelagem de uma ampla gama de variáveis estocásticas. Entretanto, este modelo não é adequado para representar o comportamento de preços de ativos financeiros, pois o Movimento Aritmético Browniano admite valores negativos e o preço de uma ação é sempre positivo ou zero. Este problema é contornado representando o retorno da ação como um processo generalizado de Wiener. Ademais, a taxa de retorno de uma ação requerida pelos investidores independe do preço desta ação, ou seja, é constante. Hull (2005) esclarece que, se os investidores requerem uma

taxa de retorno de 14% a.a. quando o preço de uma ação for \$10, continuarão desejando esta taxa de retorno quando o preço for \$50.

Se  $S$  é o preço de uma ação no tempo  $t$ , o retorno desta ação é a variação do seu preço dividida por  $S$ . Representando o retorno  $dS/S$  por um Movimento Aritmético Browniano do tipo  $dx = \alpha dt + \sigma dz$ , e a taxa deste retorno por  $\mu$  obtém-se:

$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \sigma dz$$

ou

$$dS = \mu S dt + \sigma S dz \quad (3.34)$$

Esta equação é a mais utilizada para modelar o comportamento do preço de uma ação e representa um Movimento Geométrico Browniano.

A versão discreta do modelo é:

$$\frac{\Delta S}{S} = \mu \Delta t + \sigma \Delta z \quad \text{ou}$$

$$\Delta S = \mu S \Delta t + \sigma S \Delta z \quad (3.35)$$

O retorno  $\Delta S/S$  é normalmente distribuído com média  $\mu \Delta t$  e desvio padrão  $\sigma \sqrt{\Delta t}$ . Como  $\Delta z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$ :

$$\frac{\Delta S}{S} = \mu \Delta t + \sigma \varepsilon_t \sqrt{\Delta t} \quad (3.36)$$

ou

$$\Delta S = \mu S \Delta t + \sigma S \varepsilon_t \sqrt{\Delta t} \quad (3.37)$$

onde  $\varepsilon_t$  é uma variável aleatória com distribuição normal, média zero e desvio padrão 1.

O parâmetro  $\sigma$  é a volatilidade do preço da ação. Segundo Hull (2005), valores típicos de volatilidade estão no intervalo 0,15 a 0,60.

A taxa contínua de retorno é a variação do logaritmo natural do preço do ativo  $\ln(s_t/s_{t-1})$ . Se ela tem distribuição normal, o preço tem distribuição lognormal.

### 3.4.5.1 Lema de Itô e sua Aplicação sobre o Diferencial Total Estocástico do Ativo

O Lema de Itô estabelece uma expressão matemática que possibilita a obtenção do diferencial total de uma função cujas variáveis seguem um processo de Wiener.

Suponha o diferencial de uma variável  $S_t$  que varia em função do tempo ( $dt$ ) e de um fator aleatório ( $dz_t$ )

$$dS_t = a(S_t, t)dt + b(S_t, t)dz_t$$

De acordo com este lema, se houver uma função  $G$  que varia em função de  $S_t$  e  $t$ , seu diferencial  $dG$  pode ser expresso da seguinte forma:

$$dG = \left( \frac{\partial G}{\partial S_t} a(S_t, t) + \frac{\partial G}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 G}{\partial S_t^2} b(S_t, t) \right) dt + \frac{\partial G}{\partial S_t} b(S_t, t) dz_t$$

A expressão acima nada mais é do que a expansão de Taylor para uma função que possui variáveis independentes determinísticas e aleatórias.

Sendo  $s$  o processo geométrico Browniano que descreve o preço deste ativo e  $F(s) = \ln s$  e ainda  $\frac{\partial F}{\partial t} = 0$ ,  $\frac{\partial F}{\partial s} = \frac{1}{s}$  e  $\frac{\partial^2 F}{\partial s^2} = -\frac{1}{s^2}$  tem-se pelo lema de Itô:

$$ds = \mu s dt + \sigma s dz \tag{3.38}$$

$$dF = \left[ 0 + \mu s \frac{1}{s} + \frac{1}{2} \sigma^2 s^2 \cdot \left( -\frac{1}{s^2} \right) \right] dt + \sigma s \frac{1}{s} dz$$

$$dF = \left( \mu - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) dt + \sigma dz$$

$$dF = \left( \mu - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) dt + \sigma \varepsilon_t \sqrt{dt}$$

Portanto, para cada intervalo de tempo finito  $T$  a variação em  $\ln s$  é normalmente distribuída, com média  $\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)T$  e variância  $\sigma^2 T$ .

Uma aproximação discreta para a equação acima é:

$$\ln\left(\frac{s_{t+1}}{s_t}\right) = \left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)\Delta t + \sigma\varepsilon_t\sqrt{\Delta t} \quad (3.39)$$

ou

$$s_{t+1} = s_t e^{\left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)\Delta t + \sigma\varepsilon_t\sqrt{\Delta t}\right]} \quad (3.40)$$

Num ambiente neutro ao risco onde a taxa de retorno de todos os ativos é igual à taxa de juros livre de risco, a tendência  $\mu$  acima é igual à taxa livre de riscos  $r_f$ .

Introduzida por Cox & Ross (1976), a avaliação neutra ao risco ocorre quando um derivativo depende somente dos preços do ativo objeto. Como uma opção é um ativo derivativo, cujo valor deriva do preço de um outro ativo (o ativo objeto), a avaliação de opções consiste numa avaliação neutra ao risco e portanto a taxa de juros utilizada na precificação de opções é a taxa de juros livre de risco.

Hull (1994) comenta que a avaliação livre de risco não implica que os investidores estejam livres de risco, mas determina que os títulos derivativos como as opções, podem ser avaliados com base na suposição de que os investidores estejam livres de risco. Isso significa que as preferências de risco dos investidores não influenciam o valor de uma opção, quando expresso como uma função do preço da ação. Um resultado importante da avaliação livre de risco, é que a taxa de juros livre de risco é a taxa de desconto apropriada para qualquer fluxo de caixa esperado no futuro.

### 3.4.6 Simulação Monte Carlo do Preço de uma Ação

Segundo Hull (2005), a simulação Monte Carlo de um processo estocástico é um procedimento de amostragem aleatória das saídas do processo.

A Figura 3.7 mostra duas trajetórias do preço de um ativo com valor inicial R\$100, retorno esperado 0,10 a.a e desvio padrão do retorno, ou seja, volatilidade do preço da ação, igual a 0,20 a.a, obtidas a partir do modelo discreto:

$$\Delta S = \mu S \Delta t + \sigma S \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$$

$$\Delta S = s_{t+1} - s_t$$

$$s_{t+1} - s_t = \mu s_t \Delta t + \sigma s_t \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$$

$$s_{t+1} = s_t + \mu s_t \Delta t + \sigma s_t \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$$

Considerando intervalos de tempo  $\Delta t$  igual a 1 dia, divide-se  $T$ , que é um ano, por  $N = 365$ .

$$s_{t+1} = s_t \left( 1 + \mu \frac{T}{N} + \sigma \varepsilon_t \sqrt{\frac{T}{N}} \right)$$

$$s_{t+1} = s_t \left( 1 + 0,10 \frac{1}{365} + 0,20 \varepsilon_t \sqrt{\frac{1}{365}} \right)$$

A trajetória do preço da ação pode ser simulada sorteando-se valores aleatórios para  $\varepsilon_t$  numa  $N(0,1)$ .

O valor determinístico do preço da ação é obtida quando a volatilidade for zero, ou seja,  $\sigma = 0$ .

$$\Delta s = \mu s \Delta t$$

$$s_{t+1} = s_t \left( 1 + 0,10 \frac{1}{365} \right)$$

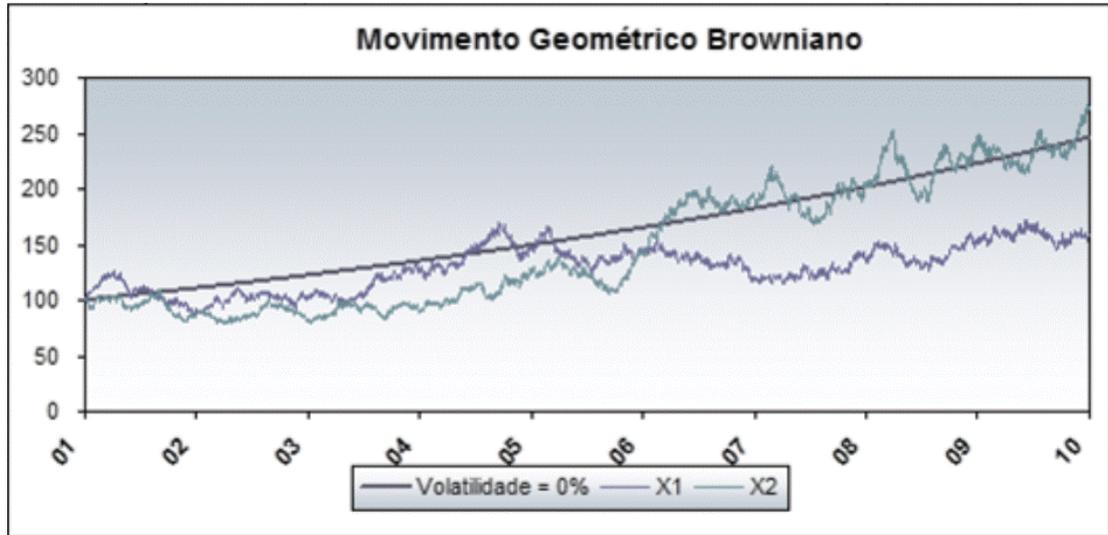


Figura 3.7 Trajetórias do MGB do preço de um ativo e curva do valor determinístico

### 3.4.7 Processo de Reversão para a Média

O processo de reversão para a média é um Processo de Markov que varia aleatoriamente com o tempo em torno de um valor médio. De acordo com Dixit e Pindyck (1994), o processo mais simples de reversão à média, conhecido com processo de Ornstein-Uhlenbeck, é dado pela seguinte Equação Diferencial Estocástica para uma variável de estado  $x_t$ :

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \sigma dz \quad (3.41)$$

Onde:

$dz$  é o incremento de Wiener:

$$dz = \varepsilon \sqrt{dt}$$

$$\varepsilon \sim N(0,1)$$

$\sigma$  é o parâmetro de variância, e exprime a incerteza ou ruído do processo.

$\eta$  representa a velocidade da reversão e  $\bar{x}$  é o nível normal de  $x$ , ou seja, o valor para o qual  $x$  tende a se reverter. Para que isso aconteça, a variação de  $x$  depende da diferença entre  $\bar{x}$  e  $x$ . Assim, quando  $x$  estiver acima de  $\bar{x}$ , então é mais provável que no próximo período de tempo ocorra uma queda no valor de  $x$ , direcionando-o para o seu nível normal.

Se  $x$  for menor que  $\bar{x}$ , existe uma tendência do seu valor no próximo período aumentar.

Se em  $t_0$  o valor de  $x$  for  $x_0$  o valor esperado e a variância de  $x$  num tempo futuro  $t$  são avaliados por:

Média de  $(x_t - \bar{x})$  é:

$$E[x_t] = \bar{x} + (x_0 - \bar{x})e^{-\eta t}$$

Variância de  $(x_t - \bar{x})$  é:

$$v[x_t - \bar{x}] = \frac{\sigma^2}{2\eta} (1 - e^{-2\eta t})$$

A equação (3.42) pode ser facilmente generalizada. Por exemplo, para que  $x_t$  reverta para a média  $\bar{x}$ , mas com a taxa da variância crescendo com  $x$ , pode-se utilizar o seguinte processo:

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \sigma x dz \quad (3.42)$$

Preços de commodities, como o cobre ou o óleo, no curto prazo flutuam aleatoriamente em função dos cenários econômicos mundiais, mas no longo prazo tendem a se relacionar com o seu custo marginal de produção. Portanto, são melhor representados por um processo de reversão à média.

A equação em tempo discreto deste processo é:

$$\Delta S = \eta(\bar{S} - s_t)\Delta t + \sigma s_t \Delta z$$

$$\Delta S = \eta(\bar{S} - s_t)\Delta t + \sigma s_t \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$$

$$\Delta S = s_{t+1} - s_t$$

$$s_{t+1} - s_t = \eta(\bar{S} - s_t)\Delta t + \sigma s_t \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$$

$$s_{t+1} = s_t + \eta(\bar{S} - s_t)\Delta t + \sigma s_t \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$$

Onde:

$$\Delta t = \frac{T}{N}$$

A Figura 3.8 mostra a evolução diária de quatro trajetórias no período de cinco anos do preço de um ativo com valor inicial R\$100, representado por um processo de Reversão à média com nível normal  $\bar{x}=\$100$ . Considerando intervalos de tempo  $\Delta t$  igual a 1 dia, divide-se  $T$ , que é um ano, por  $N = 365$ . Em cada caso,  $\sigma = 1$  em termos anuais, logo  $\sigma = 1/365$  ao dia.

Observa-se que quanto maior a velocidade de reversão à média  $\eta$ , menos  $x$  se afasta da sua tendência, ou seja, de  $\bar{x}$ . Quando  $\eta \rightarrow 0$ , o Processo de Reversão à Média tende para o Movimento Browniano Simples, e tende a se afastar do seu valor inicial.

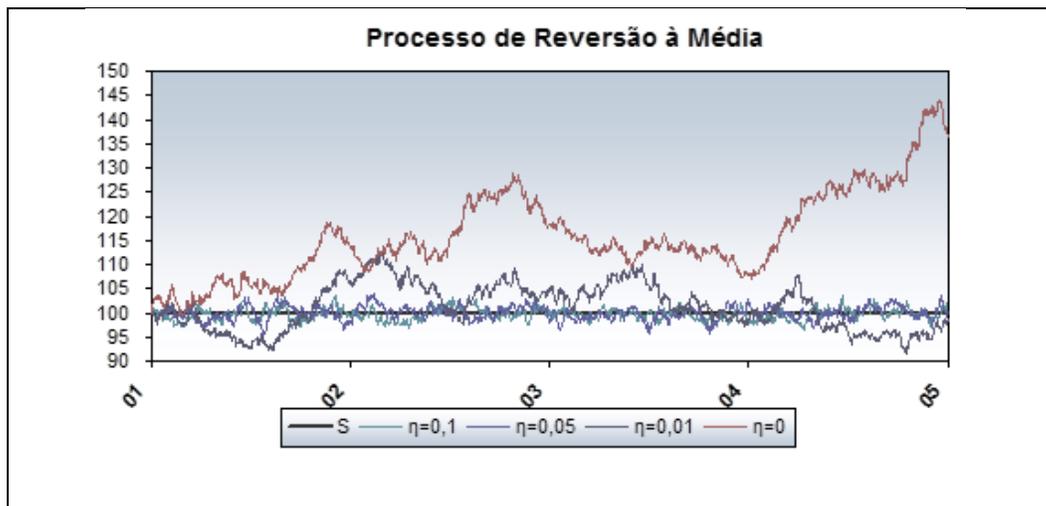


Figura 3.8 Trajetórias do processo de reversão à Média do preço de um ativo e reta do nível normal

### 3.4.8 Processo de Poisson (Jump)

O processo de Poisson é um processo sujeito a saltos infrequentes de tamanho fixo ou aleatório, nos quais o tempo de chegada segue uma distribuição de Poisson. Os processos de Poisson pertencem à classe de processos de Markov.

Frequentemente é necessário modelar variáveis estocásticas como um processo onde ocorrem saltos infrequentes e discretos. Por exemplo, uma crise ou uma mudança de política pode ocasionar uma descontinuidade num processo de preços que vinha seguindo um processo estocástico contínuo. O processo de Poisson se encaixa perfeitamente na modelagem

da parte descontínua deste processo, ou seja, o salto ocorrido, também chamado de evento, pode ser representado por um processo estocástico discreto.

O evento é um salto de tamanho  $u$ , que pode ser aleatório ou determinístico. Se  $\lambda$  for a taxa média de chegada de um evento durante um intervalo de tempo infinitesimal  $dt$ , a probabilidade de ocorrência deste evento é dada por  $\lambda dt$  e a probabilidade de que ele não ocorra é  $1 - \lambda dt$ . Se O processo de Poisson  $q$  pode ser representado por suas probabilidades de ocorrência:

$$dq = \begin{cases} 0 & \text{com probabilidade } 1 - \lambda dt \\ u & \text{com probabilidade } \lambda dt \end{cases} \quad (3.43)$$

As vezes é necessário combinar processos contínuos com Poisson. Então, uma variável estocástica  $x$  que siga um processo contínuo  $f(x,t)$  e esteja sujeita a saltos pode ser representada por

$$dx = f(x,t) + g(x,t)dq$$

Onde  $f(x,t)$  e  $g(x,t)$  são funções conhecidas e não aleatórias.

Rocha e Dias (1999), modelaram o preço do petróleo  $P$  como um movimento de reversão para a média compensado com saltos:

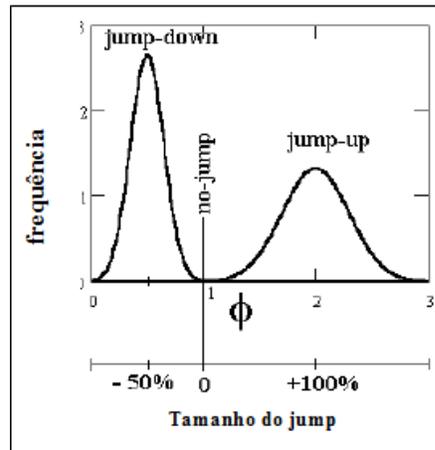
$$\frac{dP}{P} = [\eta(\bar{P} - P) - \lambda k]dt + \sigma dz + dq$$

$$dq = \begin{cases} 0, & \text{com probabilidade } 1 - \lambda dt \\ \phi - 1, & \text{com probabilidade } \lambda dt \end{cases}$$

$$k = E[\phi - 1]$$

onde  $\eta$  representa a velocidade de reversão à média e  $\bar{P}$  é o nível normal de  $P$ , ou seja, o valor para o qual  $P$  tende a se reverter.  $\sigma$  é a volatilidade e  $dz$  o processo de Wiener. Existe uma probabilidade  $\lambda \cdot dt$  de ocorrer um salto discreto.  $\lambda$  é a frequência anual dos saltos. Os saltos têm tamanho  $\phi$  aleatório e as chances de ocorrer saltos para cima e para baixo são iguais.  $\phi$  tem uma distribuição de probabilidade especial com média  $k + 1$ , representada por duas distribuições normais truncadas, uma para os saltos para cima e outra para os saltos para

baixo.



Fontoura, Brandão e Gomes (2012) observam que além da característica de reversão à média e uma forte sazonalidade, o preço *spot* de energia também apresenta saltos infrequentes, geralmente de curta duração e modificaram para as particularidades do mercado brasileiro o modelo de reversão à média proposto por Clewlow, Strickland e Kaminski (2000). O modelo gerado combina processos de reversão à média e Poisson. Utiliza a equação de discretização do modelo 1 de Schwartz (1997) proposto por Bastian-Pinto (2009) e adota uma distribuição log-normal para a variável aleatória independente ( $\varepsilon$ ) com o objetivo de evitar saltos para baixo e a consequente possibilidade de obtenção de valores negativos para o preço *spot* de energia elétrica.

### 3.5 Otimização Dinâmica de Investimentos sob Incerteza

Os modelos que contemplam a incerteza, sempre estiveram presentes no ambiente econômico. Dixit & Pindyck (1994) observam que nas decisões de investimento, o fator tempo é fundamental, pois o retorno de um investimento efetuado advém de um fluxo de caixa futuro, o qual é afetado pela incerteza e também pelas decisões que a empresa ou seus concorrentes tomarão no futuro. Portanto, para tomar a sua decisão de investimento, a empresa necessita levar em conta essas possíveis contingências futuras.

O objetivo da análise econômica de projetos é maximizar o valor da empresa, sujeito às incertezas econômicas e técnicas, considerando o grau de liberdade gerencial do projeto.

Para resolver problemas de otimização dinâmica, são utilizadas duas abordagens genéricas particularmente úteis no tratamento de incertezas: Programação Dinâmica e Análise de Direitos Contingenciais (*Contingent Claims*). Apesar de levarem a resultados idênticos em muitas aplicações, estes dois métodos assumem premissas distintas a respeito dos mercados financeiros e das taxas de desconto dos fluxos futuros.

### 3.5.1 Programação Dinâmica Estocástica

A programação dinâmica é um procedimento matemático de otimização que surgiu na década de 50. Richard Bellman foi responsável não somente pela formulação do principal aspecto teórico do método, mas também pela sua sistematização.

Uma importante característica da programação dinâmica é permitir o tratamento de funções descontínuas, não diferenciáveis, não convexas, determinísticas ou estocásticas. Outra vantagem desta abordagem é oferecer um algoritmo mais barato que a simples enumeração de todas as possibilidades de um problema combinatório, o que, em alguns casos, se torna impraticável ou extremamente caro. Como desvantagens, o método apresenta a necessidade de separabilidade e monotonicidade.

Uma função é dita separável se, e somente se, a função de retorno ótimo depender apenas do estágio em que é avaliada, não sendo afetada pelos demais estados do sistema. Funções monotônicas são aquelas em que um crescimento na função de retorno ótimo acarreta um crescimento na função objetivo. Normalmente, essas desvantagens não representam problemas para a aplicação da programação dinâmica na maioria dos problemas práticos.

Segundo Dixit & Pindyck (1994), a programação dinâmica é apropriada para situações de mercado incompleto, utilizada para avaliação de ativos não replicáveis. No desenvolvimento da teoria de programação dinâmica a incerteza é modelada utilizando-se o processo de Markov de tempo discreto, garantindo a separabilidade exigida pela programação dinâmica. Dixit & Pindyck (1994) também demonstram a monotonicidade em problemas de parada ótima.

Seja  $x_t$  uma variável de estado que descreve o valor de um projeto no tempo  $t$ . Em

qualquer período  $t$ , o valor atual de  $x_t$  é conhecido, mas os valores futuros  $x_{t+1}, x_{t+2}, \dots$ , são variáveis aleatórias no tempo.

$u_t$  é uma variável de controle que representa as escolhas disponíveis para o projeto, a cada período  $t$ . No instante  $t$  o valor  $u_t$  deve ser escolhido usando-se apenas a informação sobre a variável de estado disponível no tempo  $t$ , ou seja,  $x_t$ .

$\pi_t(x_t, u_t)$  representa o resultado (*payoff*) do projeto no período  $t$ , que depende de  $x_t$ , de  $u_t$  e de  $\Phi_t(x_{t+1}|x_t, u_t)$ , uma função de distribuição de probabilidade cumulativa do estado do período seguinte, condicionada à informação do estado atual, contida em  $x_t$  e  $u_t$ . Observe que  $x_t$  e  $u_t$  afetam os resultados do futuro e também a distribuição de probabilidade dos estados futuros.

O objetivo deste problema de otimização dinâmica é escolher a sequência ótima de escolhas  $u_t$  que maximize o VPL esperado dos *payoffs* resultantes de decisões ótimas de  $t$  em diante:

$$F_t(x_t) = \max_{u_t} [VPL] \quad (3.45)$$

Num determinado instante  $t$ , o estado do projeto é  $x_t$ , e quando é escolhida a variável de controle  $u_t$  o projeto tem *payoff* imediato  $\pi_t(x_t, u_t)$ . No período seguinte  $t+1$ , o estado do projeto é  $x_{t+1}$ . Decisões ótimas a partir deste instante darão um resultado  $F_{t+1}(x_{t+1})$ . Como  $x$  tem um comportamento aleatório, utiliza-se o valor esperado:  $E[F_{t+1}(x_{t+1})]$ .

O VPL esperado dos *payoffs* resultantes de decisões ótimas de  $t$  em diante é obtido descontando-se o valor esperado de  $F_{t+1}(x_{t+1})$  a uma taxa exógena  $\rho$  e adicionando o *payoff* imediato  $\pi_t(x_t, u_t)$  gerado pela escolha das variáveis  $u_t$ . Selecionando  $u_t$  de modo a maximizar esse VPL, o resultado será o valor  $F_t(x_t)$ .

$$F_t(x_t) = \max \left\{ \underbrace{\pi_t(x_t, u_t)}_{\text{payoff imediato}} + \frac{1}{1 + \rho} \underbrace{E_t[F_{t+1}(x_{t+1})]}_{\text{valor de continuação}} \right\} \quad (3.46)$$

A primeira parcela da equação (3.46) é o *payoff* imediato, a segunda é o valor de continuação ou continuidade. A melhor decisão é aquela que maximiza a soma destas duas parcelas.

A função retorno ótimo é caracterizada pelo estado  $F_t(x_t)$ . Para cada estágio  $t$  essa função consiste em um vetor, cuja ordem é o número de estados viáveis para o estágio. Assim, a dimensão de  $F$  pode variar de estágio para estágio. No estágio final  $T$ , não existe continuidade e portanto o valor de  $F$  é dado apenas pela contribuição do estado final à função objetivo. Assim, o procedimento geral de solução do problema de programação dinâmica consiste na avaliação recursiva da função de retorno ótimo. Inicia-se com a avaliação de  $F_T(x_T)$ . Em seguida, são avaliadas as funções  $F$  para os pontos intermediários anteriores. O vetor de estado ótimo é aquele que, após essas avaliações recursivas, proporcionar o  $F_t(x_t)$  máximo.

A equação de Bellman é derivada do princípio de otimalidade formulado por ele:

“De qualquer ponto de uma trajetória ótima, a trajetória remanescente é ótima para o problema correspondente que se inicia naquele ponto e termina no mesmo ponto do problema anterior.”

Esta equação é conhecida pelos matemáticos como equação de Hamilton-Jacobi-Bellman, devido à grande similaridade dessa abordagem com aquela formulada por Hamilton-Jacobi na teoria de controle ótimo.

Observa-se que a programação dinâmica calcula a solução para todos os subproblemas, partindo dos subproblemas menores para os maiores. Nesta técnica, uma sequência de decisões é particionada em apenas dois componentes, a decisão imediata e uma função de avaliação que engloba as consequências de todas as decisões subsequentes, iniciando com a posição que resulta da decisão imediata.

Se o processo decisório tem um horizonte finito de tempo  $T$ , pode-se começar do final e

retroagir em direção ao instante zero. Como a última decisão não tem nenhuma outra decisão subsequente, esta pode ser resolvida utilizando-se os métodos tradicionais de otimização estática.

$$F(x_t) = E\left[VP\left(\sum \text{payoffs}\pi\right) + VP(\Omega)\right] \quad (3.47)$$

No instante final  $T$  do horizonte, o projeto tem um *payoff* terminal  $\Omega_T(x_T)$ , obtendo-se:

$$F_T(x_T) = \Omega_T(x_T) \quad (3.48)$$

Essa solução encontrada então fornece a função de avaliação apropriada para a penúltima decisão.

$$F_{T-1}(x_{T-1}) = \max_{u_{T-1}} \left\{ \pi_{T-1}(x_{T-1}, u_{T-1}) + \frac{1}{1+\rho} E_{T-1}[F_T(x_T)] \right\} \quad (3.49)$$

A aplicação desse processo de retropropagação permite a resolução da condição inicial, ou seja, chega-se ao instante zero.

Quando o horizonte é infinito, não há um valor final para ser retropropagado. O problema torna-se recursivo, o que facilita a obtenção da solução. Num fluxo perpétuo, embora cada valor  $x_t$  possa ser diferente a *função de valoração* é comum a todos os períodos. Como  $x_t$  e  $x_{t+1}$  podem assumir qualquer um dos estados possíveis, serão representados como  $x$  e  $x'$ . A equação de Bellman se simplifica para:

Em tempo discreto:

$$F(x) = \max_u \left\{ \pi(x, u) + \frac{1}{1+\rho} E[F(x')|x, u] \right\} \quad (3.50)$$

Em tempo contínuo:

$$\rho F(x, t) = \max_u \left\{ \pi(x, u, t) + \frac{1}{dt} E[dF] \right\} \quad (3.51)$$

### 3.6 Opção de Investimento e Tempo de Investimento

O problema de otimização de decisões de investimentos sob incerteza será abordado enfocando projetos de investimento, envolvendo as premissas de que estes investimentos são ao menos parcialmente irreversíveis e que podem ser adiados.

#### 3.6.1 Avaliação de Investimentos Tradicional

Num cenário determinístico, utilizando o método do Fluxo de Caixa Descontado, se um projeto tem um valor presente  $V$  obtido em tempo discreto por:

$$V = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (3.52)$$

onde  $r$  é a taxa de desconto exógena

Em tempo contínuo:

$$V = \int_0^T FC_t e^{-\rho t} dt \quad (3.53)$$

$\rho$  = Taxa de desconto exógena contínua

Se o projeto necessita de um investimento  $I$  conhecido e fixo no tempo, o seu valor presente líquido é dado por:

$$E[VPL] = V - I \quad (3.54)$$

A regra de investimento do Fluxo de Caixa Descontado afirma que se deve realizar o investimento se o valor presente do fluxo de caixa futuro, descontando a uma taxa apropriada, for igual ou superior a zero.

Se  $VPL > 0$  a decisão ótima é investir, ou seja:

Regra de decisão do VPL: Investir se  $V > I$  (3.55)

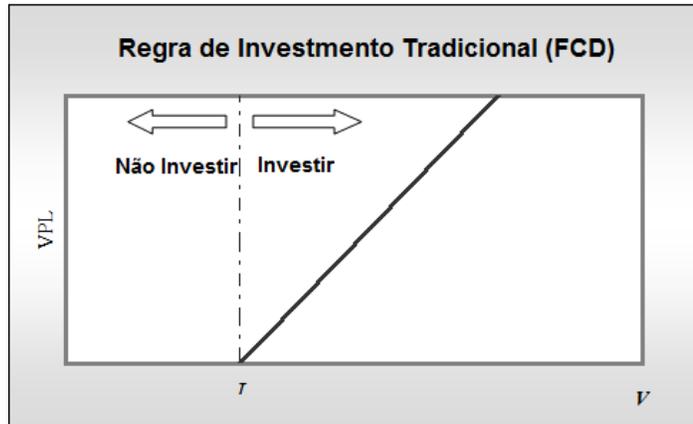


Figura 3.9 Avaliação Tradicional do Projeto

Esta abordagem tradicional presume que a decisão deve ser implementada assumindo uma posição bipolar: agora ou nunca, através de uma regra de decisão de investimento passiva, que ignora a possibilidade de um aumento futuro no valor de  $V$ .

### 3.6.2 Avaliação de Investimentos sob Incerteza

Uma característica fundamental na decisão de investimento é a incerteza a respeito dos acontecimentos futuros, incluindo-se os custos dos insumos, o preço de venda de produtos ou serviços criados pelo investimento, e o comportamento das taxas de juros e de câmbio.

Quando o investimento é ao menos parcialmente irreversível, a opção de investir é valiosa. Numa abordagem considerando o valor do projeto variável no tempo devido às incertezas sobre o futuro, ao executar o investimento a empresa está, na verdade, exercendo essa opção e capturando os primeiros fluxos de caixa do projeto. Portanto, existe um custo de oportunidade implícito que é pago pelo investidor quando ele exerce a opção imediatamente.

Se existe incerteza e a empresa tiver a flexibilidade de adiar o projeto durante um determinado prazo, talvez ela se beneficiasse mais adiando o investimento, aguardando melhores condições e exercendo a sua opção de investimento num momento que maximize o valor do projeto, ou seja, o valor gatilho ótimo. Portanto, o problema a ser resolvido é encontrar o momento (*timing*) ótimo de executar o investimento.

O modelo de investimento irreversível em tempo contínuo, empregado por McDonald e Siegel (1986) e Dixit and Pindyck (1994), calcula em que tempo  $T^*$  é ótimo pagar um custo irreversível  $I$  por um projeto cujo valor é  $V$ , dado que  $V$  segue um MGB:

$$dV = \alpha V dt + \sigma V dz \quad (3.56)$$

onde  $\alpha$  é a taxa de crescimento do valor do projeto e  $\alpha < \rho$ .

A oportunidade de investimento em qualquer momento incluído num determinado período e limitado por um prazo  $T$ , é equivalente a uma opção americana de compra — o direito de comprar um projeto cujo preço é o valor  $I$  a ser investido.

Então seja:

$F(V)$  = Valor presente da opção de investimento no tempo  $t$

Em tempo discreto :

$$F(V) = \max \left\{ \frac{V_T - I}{(1+r)^T} \right\} \quad (3.57)$$

onde  $r$  é a taxa de desconto exógena do projeto

Em tempo contínuo:

$$F(V) = \max \left\{ E \left[ (V_T - I) e^{-\rho T} \right] \right\} \quad (3.58)$$

onde  $\rho$  é a taxa de desconto do projeto em tempo contínuo  $\rho = \ln(1+r)$

Como há incerteza sobre os valores futuros de  $V$ , existe um custo de oportunidade ao se efetuar o investimento, que só deve ser exercido no momento proporcione o maior valor do projeto  $V^*$ . Assim, só vale a pena investir se:

Regra de Decisão para Opções reais:  $V > V^* > I$ .

A decisão de investimento com relação à métrica do VPL já foi representada na Figura

3.9. Por esta regra, o investimento é realizado quando o valor presente  $V$  do projeto for maior que o valor  $I$  a ser investido.

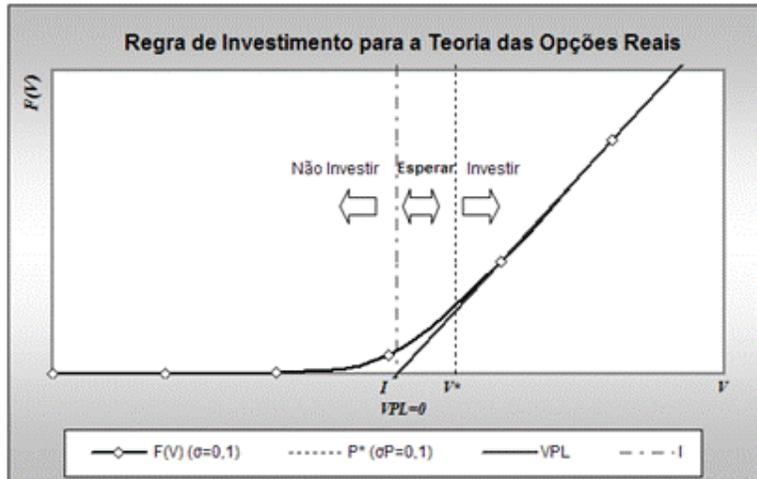


Figura 3.10 Avaliação de um projeto usando a Teoria das Opções Reais

A Figura 3.10 ilustra o processo decisório de investimento introduzido pela Teoria de Opções Reais. A possibilidade de adiamento de um investimento está refletida na decisão de esperar até o momento ótimo que maximize o valor do projeto. Como esse valor é superior ao retorno do investimento este novo processo decisório agrega maior valor ao projeto, possibilitando um maior retorno aos seus acionistas.

### 3.6.3 O caso determinístico

Quando não há incertezas,  $\sigma = 0$  e a equação 3.56 torna-se:

$$dV = \alpha V dt \tag{3.59}$$

Se o projeto tem um valor presente  $V_0 = V(0)$ , o valor presente da oportunidade de investir no projeto  $F(V)$  será:

$$F(V) = V_0 - I \tag{3.60}$$

O valor do projeto num tempo  $t$  qualquer é:

$$V_t = V(t) = V_0 e^{\alpha t} \tag{3.61}$$

O valor presente  $F(V)$  de se investir no projeto se o investimento for feito em um tempo  $T$  futuro será:

$$F(V) = (V_0 e^{\alpha T} - I) e^{-\rho T} \quad (3.62)$$

Observa-se que se existe a opção de adiar a tomada de decisão de um investimento até um momento posterior com menos restrições, o deslocamento da execução de um projeto depende somente de dois fatores: a taxa  $\alpha$  de crescimento do ativo no tempo e a taxa de desconto  $\rho$ , ou taxa de erosão do valor do dinheiro no tempo.

Se  $\alpha \leq 0$ , o valor de  $V$  irá decrescer no futuro, de modo que a decisão ótima é investir imediatamente se  $V > I$ , ou não investir nunca, se  $V < I$ . Nesse caso,

$$F(V) = \max(V - I, 0) \quad (3.63)$$

Se  $0 < \alpha < \rho$ , então  $F(V) > 0$  pois o valor de  $V$  aumenta com o tempo enquanto o valor de  $I$  é constante. Adicionalmente, mesmo que atualmente  $V > I$ , é melhor esperar até o tempo ótimo de investir.

Mas se  $\alpha > \rho$ , então nunca será ótimo investir, pois  $F(V)$  sempre cresce com o tempo, e tende a infinito. Ou seja, o tempo ótimo  $+\infty$  equivale a esperar eternamente.

Pode-se verificar isso, maximizando-se a equação 3.62 em relação a  $T$ , derivando  $F(V)$  em relação a  $T$ . A condição de primeira ordem é:

$$\frac{dF(V)}{dT} = \frac{d(V_0 e^{\alpha T} e^{-\rho T} - I e^{-\rho T})}{dT} = \frac{d(V_0 e^{(\alpha-\rho)T} - I e^{-\rho T})}{dT} \quad (3.64)$$

$$\frac{dF(V)}{dT} = -(\rho - \alpha) V e^{-(\rho-\alpha)T} + \rho I e^{-\rho T} = 0 \quad (3.65)$$

$$(\rho - \alpha) V e^{-(\rho-\alpha)T} = \rho I e^{-\rho T}$$

$$(\rho - \alpha) V e^{-\rho T} e^{\alpha T} = \rho I e^{-\rho T}$$

$$(\rho - \alpha) V e^{\alpha T} = \rho I$$

$$e^{\alpha T} = \frac{\rho I}{(\rho - \alpha) V} \quad (3.66)$$

$$T^* = \frac{1}{\alpha} \ln \left[ \frac{\rho I}{(\rho - \alpha)V} \right] \quad (3.67)$$

Como a expressão do  $\ln$  não pode ser negativa e todos os seus termos são positivos, será necessário que  $(\rho - \alpha) > 0$ . Logo, a premissa de que  $0 < \alpha < \rho$  pode ser conferida.

Dado que a variável tempo  $T$  também não pode ser negativa, temos:

$$T^* = \max \left[ \frac{1}{\alpha} \ln \frac{\rho I}{(\rho - \alpha)V}, 0 \right] \quad (3.68)$$

Se  $T^*$  é o máximo da função, então a condição de segunda ordem é:

$$\frac{d^2 F(V)}{dT^2} = \frac{d}{dT} \left[ -(\rho - \alpha)Ve^{-(\rho - \alpha)T} + \rho Ie^{-\rho T} \right] < 0$$

$$(\rho - \alpha)^2 Ve^{-(\rho - \alpha)T} - \rho^2 Ie^{-\rho T} < 0$$

$$(\rho - \alpha)^2 Ve^{-\rho T} e^{\alpha T} - \rho^2 Ie^{-\rho T} < 0$$

$$(\rho - \alpha)^2 Ve^{\alpha T} - \rho^2 I < 0$$

Avaliando esta expressão no ponto  $T^*$ , substituindo o valor de  $e^{\alpha T}$ :

$$(\rho - \alpha)^2 V \frac{\rho I}{(\rho - \alpha)V} - \rho^2 I < 0$$

$$(\rho - \alpha)\rho I - \rho^2 I < 0$$

$$(\rho - \alpha) - \rho < 0$$

$$\alpha > 0$$

Como foi assumida a premissa de que  $\alpha > 0$ , a condição de segunda ordem está verificada.

O valor crítico  $V^*$  num tempo  $t$  qualquer para o qual é indiferente investir imediatamente ou adiar, é obtido substituindo na equação de  $T$ :

$$t\alpha = \ln \left[ \frac{\rho I}{(\rho - \alpha)V} \right]$$

$$e^{t\alpha} = \frac{\rho I}{(\rho - \alpha)V}$$

$$V^* = \frac{\rho}{(\rho - \alpha)} e^{\alpha t} I \quad (3.69)$$

Pode-se calcular o valor de  $V$  para o qual será melhor investir imediatamente fazendo  $t = 0$  na expressão acima.

$$V^* = \frac{\rho}{(\rho - \alpha)} I \quad (3.70)$$

Dessa forma, no instante zero, deve-se investir sempre que  $V_0 > V^*$ .

Para obter o valor da opção de investimento:

$$F(V) = (V_0 e^{\alpha T} - I) e^{-\rho T}$$

substitui-se  $T^*$  nesta equação:

$$T^* = \max \left\{ \frac{1}{\alpha} \ln \frac{\rho I}{(\rho - \alpha) V}, 0 \right\}$$

$$F(V) = \left( V e^{\frac{1}{\alpha} \ln \frac{\rho I}{(\rho - \alpha) V}} - I \right) e^{-\rho \frac{1}{\alpha} \ln \frac{\rho I}{(\rho - \alpha) V}}$$

$$F(V) = \left( V \frac{\rho I}{(\rho - \alpha) V} - I \right) \left( \frac{\rho I}{(\rho - \alpha) V} \right)^{\frac{\rho}{\alpha}}$$

$$F(V) = \left( \frac{\rho I - I\rho + I\alpha}{(\rho - \alpha)} \right) \left( \frac{(\rho - \alpha) V}{\rho I} \right)^{\frac{\rho}{\alpha}}$$

$$F(V) = \begin{cases} \left( \frac{\alpha I}{(\rho - \alpha)} \right) \left( \frac{(\rho - \alpha) V}{\rho I} \right)^{\frac{\rho}{\alpha}} & \text{para } V \leq V^* \\ V - I & \text{para } V > V^* \end{cases} \quad (3.71)$$

A figura 3.11 mostra o perfil do *payoff* de uma opção de investimento  $F(V)$  em função do valor  $V$  do projeto assumindo um fluxo de caixa sem volatilidade.

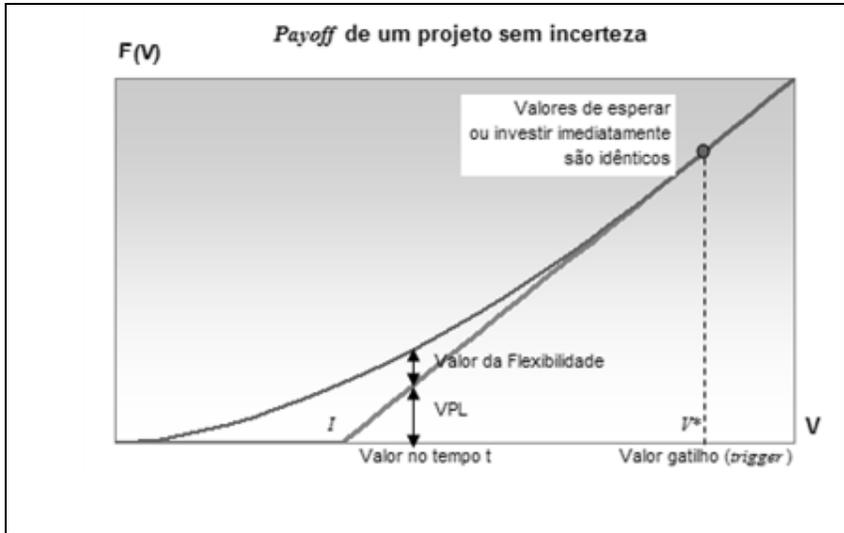


Figura 3.11 Opção de investimento ou *Timing*

O valor crítico é o ponto de tangência de  $F(V)$  com  $V - I$  e foi calculado pela equação (3.70)

$$V^* = \frac{\rho}{(\rho - \alpha)} I$$

### 3.6.4 O caso estocástico

Quando há incertezas, ocorre o caso mais geral, onde  $\sigma > 0$ . O critério adotado para determinação do ponto no qual será ótimo investir  $I$  para obter um ativo que vale  $V$ , será apurar o valor crítico  $V^*$  a partir do qual será ótimo investir através da abordagem de programação dinâmica. A equação de Bellman para tempo contínuo (3.51) é:

$$\rho F(x, t) = \max_u \left\{ \pi(x, u, t) + \frac{1}{dt} E[dF] \right\}$$

Assumindo que o tempo é infinito, implicando que a opção pode ser exercida a qualquer momento no futuro sem restrições e como a oportunidade de investimento  $F(V)$  não gera nenhum fluxo de caixa ( $\pi(x, t) = 0$ ) até o tempo  $T$  em que o investimento é feito, o único retorno existente é o do seu ganho de capital. Dessa forma, pode-se abandonar a variável  $t$  e a equação de Bellman na região limite fica:

$$\rho F = \frac{1}{dt} E[dF] \tag{3.72}$$

Onde  $F = F(V)$

$$\rho F dt = E[dF] \quad (3.73)$$

Expandindo por Taylor e usando a notação:  $F' = \frac{dF}{dV}$  e  $F'' = \frac{d^2F}{dV^2}$

$$dF = \frac{dF}{dV} dV + \frac{1}{2} \frac{d^2F}{dV^2} dV^2$$

$$dF = F'(V)dV + \frac{1}{2} F''(V)dV^2 \quad (3.74)$$

Como V segue um MGB:  $dV = \alpha V dt + \sigma V dz$

$$dF = F'(V)\{\alpha V dt + \sigma V dz\} + \frac{1}{2} F''(V)\{\alpha V dt + \sigma V dz\}^2$$

$$E[dF] = E\left[ F'(V)\{\alpha V dt + \sigma V dz\} + \frac{1}{2} F''(V)\{\alpha V dt + \sigma V dz\}^2 \right]$$

$$E[dF] = F'(V)\alpha V dt + \frac{1}{2} F''(V)\sigma^2 V^2 dt \quad (3.75)$$

Substituindo  $E[dF]$  na equação 3.73:

$$\rho F dt = E[dF]$$

$$\rho F dt = F' \alpha V dt + \frac{1}{2} F'' \sigma^2 V^2 dt$$

$$\rho F = F' \alpha V + \frac{1}{2} F'' \sigma^2 V^2$$

$$\frac{1}{2} F'' \sigma^2 V^2 + F' \alpha V - \rho F = 0 \quad (3.76)$$

Dixit e Pindyck (1994) demonstram que o custo de oportunidade da opção, *i.e.*, o custo incorrido pelo adiamento do exercício da opção, equivale à diferença entre o custo de capital do projeto  $\rho$  e a taxa de crescimento esperado do projeto  $\alpha$ , de forma que  $\delta = \rho - \alpha > 0$ . Assumindo que  $\alpha < \rho$  e  $\delta > 0$  a equação se torna:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 V^2 F''(V) + (\rho - \delta) V F'(V) - \rho F(V) = 0 \quad (3.77)$$

A solução desta equação diferencial é:

$$F(V) = A_1 V^{\beta_1} + A_2 V^{\beta_2} \quad (3.78)$$

onde  $A_1$  e  $A_2$  são constantes a serem determinadas e  $\beta_1$  e  $\beta_2$  são constantes conhecidas que dependem dos parâmetros  $\sigma$ ,  $\delta$  e  $\rho$  da equação diferencial e  $\beta_1 > 1$  e  $\beta_2 < 0$ .

As duas raízes são:

$$\beta_{1,2} = \frac{-(\rho - \delta) + \frac{1}{2}\sigma^2 \pm \sqrt{\left[(\rho - \delta) - \frac{1}{2}\sigma^2\right]^2 + 2\sigma^2\rho}}{\sigma^2}$$

Sob o pressuposto de neutralidade ao risco, a taxa para desconto  $\rho$  é a taxa livre de risco  $r_f$ , a qual compensa a preferência pela liquidez mediante a remuneração do valor do capital ao longo do tempo no período de duração da aplicação.

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{(r_f - \delta)}{\sigma^2} + \sqrt{\left(\frac{r_f - \delta}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right)^2 + \frac{2r_f}{\sigma^2}} \quad (3.79)$$

$$\beta_2 = \frac{1}{2} - \frac{(r_f - \delta)}{\sigma^2} - \sqrt{\left(\frac{r_f - \delta}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right)^2 + \frac{2r_f}{\sigma^2}}$$

Para completar a solução existem três incógnitas ( $A_1$ ,  $A_2$  e  $V^*$ ) a serem determinadas. São necessárias três condições de contorno para resolver a equação.

O comportamento limite de  $F(V)$  em torno de zero nos fornece a primeira condição de contorno. Como  $dV = \alpha V dt + \sigma V dz$ ,  $V = 0$  implica em  $dV = 0$  e  $F(0) = 0$ . Como  $\beta_2 < 0$ , para garantir que  $F(V) \rightarrow 0$  o coeficiente  $A_2$  tem que ser zero, senão  $F(V) \rightarrow \infty$  quando  $V \rightarrow 0$ . Portanto, a solução será da forma:

$$F(V) = A_1 V^{\beta_1} \quad (3.80)$$

A segunda condição de contorno, representa a condição de contato ótimo (*value-matching condition*) onde a opção é exercida no instante ótimo mediante o pagamento do

preço de exercício. Nesta condição é analisado o comportamento de  $F(V)$  no ponto crítico  $V^*$ . Neste ponto limite, a decisão ótima é exercer a opção e investir no projeto. O valor da opção  $F(V)$  deve ser igual ao valor do projeto menos o investimento necessário  $V^* - I$ . Este valor é o seu valor terminal  $\Omega$ .

$$F(V^*) = \Omega(V^*) = V^* - I \quad (3.81)$$

A terceira condição de contorno é a condição de suavidade da primeira derivada (*smooth pasting condition*), ou seja,  $F(V)$  e  $V^* - I$  devem se encontrar tangencialmente.

$$F'(V^*) = \Omega'(V^*) = 1 \quad (3.82)$$

Colocando a equação 3.79 em termos de  $F(V^*)$  e  $V^*$  a equação 3.81 torna-se:

$$F(V^*) = A_1 V^{*\beta_1} = V^* - I$$

$$A_1 = \frac{V^* - I}{V^{*\beta_1}} \quad (3.83)$$

A equação 3.82 torna-se:

$$F'(V^*) = \beta_1 A_1 V^{*\beta_1 - 1} = 1$$

$$\beta_1 \frac{V^* - I}{V^{*\beta_1}} V^{*\beta_1 - 1} = 1$$

$$\beta_1 (V^* - I) = V^*$$

$$\beta_1 V^* - \beta_1 I - V^* = 0$$

$$V^* (\beta_1 - 1) = \beta_1 I$$

$$V^* = \frac{\beta_1}{\beta_1 - 1} I \quad (3.84)$$

Como  $\beta_1 > 1$ ,  $\beta_1 / (\beta_1 - 1) > 1$  também, e:

$$V^* > I \quad (3.85)$$

Isso mostra que na presença de incertezas, a regra do VPL tradicional de investir se  $V - I > 0$  não se aplica. Essa regra diz que se deve investir sempre que o valor dos fluxos do projeto forem maiores do que o investimento necessário, ou seja, sempre que  $V > I$ . Conforme

comentado anteriormente, na teoria das opções reais, a regra ótima é  $V > V^*$ . Observa-se que com incertezas, o fluxo de caixa pode ser maior do que o esperado e com tempo antes da expiração, o projeto é na realidade mais valioso do que o VPL sugere.

### 3.7 Considerações Finais

O objetivo primordial das empresas é a criação de valor para os seus acionistas. O sucesso desse objetivo depende fundamentalmente da análise de investimentos dos novos projetos que precede a tomada de decisões.

A teoria de investimento sob incerteza, desenvolvida através da teoria das opções reais, representa uma evolução na metodologia de análise de investimentos e encontra várias aplicações na avaliação de projetos de distribuição de energia elétrica.

A Teoria de Opções Reais é focada na incerteza, não como uma fonte de risco, mas como uma oportunidade de criar valor. A modelagem das fontes de incerteza e a sua incorporação ao modelo de avaliação de oportunidades de investimentos possibilita a incorporação de tomada de atitudes pró-ativas referentes ao risco resultante de um determinado negócio.

O método tradicional do FCD ignora uma série de opções reais valiosas, que podem estar embutidas no ciclo de vida de projetos, tais como a opção de *timing* de investimento e as opções estratégicas de contração, expansão, suspensão temporária ou abandono do projeto. Dias (1996) comenta que o uso isolado do FCD pode levar à erros significativos, quando a incerteza e/ou a existência de flexibilidades são relevantes no projeto, por exemplo, subavaliando o projeto e recomendando investimento imediato, quando o melhor seria esperar por melhores cenários e novas informações antes de investir. Outras vezes o FCD rejeita projetos em que seria ótimo iniciar o investimento, tais como projetos com relevante incerteza técnica (como projetos exploratórios e de P&D) ou com opção de expansão (como projetos pilotos). A técnica do FCD também leva à decisões equivocadas na priorização de projetos de *timing* diferentes, como em projetos de oportunidade versus projetos em que se pode esperar.

Ao se avaliar um investimento por meio da Teoria de Opções Reais não se abandona a

análise de investimentos tradicional. Ao contrário, a avaliação por meio de opções reais inicia-se pela análise tradicional do caso base. Nesse contexto, a nova abordagem complementa e refina a metodologia tradicional de avaliação de investimento, agregando maior valor ao projeto em decorrência das opções incorporadas.

Na análise de opções reais é necessário identificar e modelar as incertezas relevantes que afetam o projeto. Nesse sentido, a grande dificuldade em aplicar a análise de opções reais, reside na estimativa da variação dos retornos do projeto ocasionada pela presença de incertezas.

Após uma visão geral da avaliação de opções financeiras, a Teoria das Opções Reais foi abordada com ênfase na opção de investimento, a qual será empregada neste trabalho. Para subsidiar a modelagem das incertezas, foram introduzidos os processos estocásticos e as ferramentas matemáticas necessárias ao estudo de modelos estocásticos em tempo contínuo e discreto.

## Regulação econômica do serviço de distribuição de energia elétrica

*"If a goal of macroeconomic policy is to stimulate investment, stability and credibility may be more important than the particular levels of tax rates or interest rates."*

*Robert S. Pindyck (1991)*

### 4.1 Considerações Iniciais

O ritmo de expansão e a qualidade dos serviços ofertados em setores de infraestrutura são fatores cruciais para sustentação do processo de crescimento econômico de longo prazo de um país. De acordo com Araujo (2005), a característica estrutural comum a tais setores é a de constituírem indústrias de redes – prestadores de serviços assim denominados em virtude da estrita complementaridade existente entre os segmentos de suas cadeias produtivas, cujos elos estabelecem, por razões de natureza tecnológica, um elevado grau de interdependência entre os componentes dessas redes.

As peculiaridades das indústrias de rede implicam três desafios às políticas públicas:

- gerar volumes agregados de investimentos coerentes com as necessidades da economia;
- assegurar as condições institucionais compatíveis com a formação de configurações eficientes em cada setor, permitindo assim o uso racional dos recursos da sociedade; e
- impedir condutas empresariais contrárias ao interesse público.

A ANEEL tem a missão de proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Portanto, sua atuação deve ser impulsionada pela constatação da necessidade de captação de capital para o desenvolvimento e manutenção do setor e pelo reconhecimento da necessidade de equilíbrio das visões e interesses do governo, consumidores e investidores.

A regulação de mercados de energia é fortemente subsidiada pelos princípios da teoria econômica, a qual fundamenta a compreensão de problemas correlatos e assessora a sua solução.

Neste capítulo, inicialmente será apresentada uma visão geral dos mecanismos de regulação de preços com ênfase nos esquemas empregados no Brasil. Então serão abordados o regime de regulação por incentivos aplicado pela ANEEL às concessionárias de distribuição de energia elétrica e a metodologia atualmente aplicada nos processos de atualização tarifária.

## **4.2 A Regulação Econômica**

Possas, Pondé e Fagundes (1997) observam que o objetivo central da regulação de atividades econômicas não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes. Ainda que num contexto geral esses objetivos sejam coincidentes, de tal forma que um aumento da concorrência frequentemente conduz à maior eficiência, existem casos de falhas de mercado onde tais objetivos nem sempre coincidem.

Os monopólios naturais são caracterizados pela presença de economias de escala e escopo, tão significativas em relação à demanda do mercado, que este comporta apenas um pequeno número de plantas para abastecer o mercado a um custo menor do que qualquer outra situação. Assim, a ampliação do número de produtores com o objetivo de estimular a concorrência, degrada o aproveitamento máximo das economias de escala e de escopo, levando à ineficiência pela presença de uma ou mais plantas de escala sub-ótima e conseqüentemente a custos médios mais elevados no setor. Para esses casos, a regulação pública do mercado é aceita de forma generalizada, mesmo nas abordagens ortodoxas, de

forma a impedir a prática de preços monopolísticos, mantendo-os próximos do nível ótimo de custos médios. Em síntese, visando a eficiência econômica, expressa através de custos e preços mais baixos, abdica-se de uma estrutura de mercado mais competitiva e a regulação constitui uma intervenção voltada não a induzir maior concorrência, mas a substituí-la por instrumentos e metas administrados publicamente.

Para garantir a eficiência produtiva do monopólio, torna-se necessária a criação de barreiras institucionais à entrada e à saída do mercado, por meio de contratos de concessão, os quais devem estipular prazos para a concessão e disciplinar a saída dos investidores, criando mecanismos que evitem prejuízos aos consumidores numa eventual desistência operacional de uma concessionária.

Segundo o Banco Mundial (2007), a regulação de concessões de serviço é complexa e tem múltiplos objetivos:

- promover a eficiência do concessionário;
- satisfazer a demanda, especialmente facilitando investimentos;
- proteger consumidores e usuários, especialmente contra o abuso monopolístico;
- promover a competição garantindo proteção contra operadores dominantes;
- proteger investidores contra ações oportunistas do governo.

A regulação econômica é um instrumento regulatório muito importante para a garantia do funcionamento eficiente do mercado, quando existem barreiras à entrada. Pires e Piccinini (1999) observam que no contexto de existência de um único concessionário de determinado serviço numa região, a regulação econômica assume o papel crucial de extrair a renda do monopólio em prol dos consumidores, procurando reproduzir as condições ideais de concorrência, por meio de diversos mecanismos.

A atividade de distribuição de energia elétrica caracteriza-se pela inviabilidade econômica da existência de competição, constituindo-se assim uma atividade monopolística, sujeita à regulação. O risco de desperdício no caso do investimento em mais de uma rede numa mesma área geográfica e a necessidade de coordenação das diversas partes dos sistemas elétricos, fortalecem a concepção de uma estrutura monopólica para este segmento. Além disso, estes serviços estão sujeitos à obrigação jurídica de fornecimento, em razão de se constituírem como serviços públicos essenciais.

### 4.3 Mecanismos de Regulação de Preços

Segundo o Banco Mundial (2007), o mecanismo de regulação de preços aplicado a um setor regulado pode ser o mais poderoso incentivo à sua performance e portanto a escolha do sistema de regulação apropriado é uma decisão fundamental para o regulador. Existem vários mecanismos de preços a serem adotados, cada um com suas próprias vantagens e desvantagens. A seleção do mecanismo deve ser norteada por algumas diretrizes. Devem ser estabelecidos preços que viabilizem um retorno adequado do investimento realizado para atender a demanda e qualidade de serviço na área de concessão e em muitos setores, a competição e novas entradas no mercado devem ser encorajadas.

Os grandes desafios para a escolha do mecanismo adequado de preços são a garantia simultânea de preços baixos e elevados níveis de produção, a busca da eficiência econômica por meio do equacionamento das tensões entre as eficiências alocativa, distributiva e produtiva, e a introdução de mecanismos de indução à eficiência dinâmica.

Conforme definições em Possas, Pondé e Fagundes (1997), o conceito de eficiência produtiva é entendido como a utilização das instalações do produtor com o máximo rendimento e o menor custo, dada a estrutura de mercado. A eficiência alocativa é a situação na qual se realiza o maior volume de transações econômicas, gerando a maior renda agregada possível. Segundo a teoria econômica, essa condição é garantida sob concorrência perfeita, isto é, quando os preços igualam-se aos custos marginais.

A eficiência distributiva é a capacidade de redução da apropriação de excedentes econômicos por parte do produtor, pela concorrência ou pela regulação. Finalmente, a eficiência dinâmica é um conceito que considera o mercado como ambiente seletivo, capaz de selecionar inovações de produto e de processo que resultem em redução futura de custos e preços e em melhoria da qualidade dos produtos.

No mecanismo de Regulação da Taxa Interna de Retorno, também conhecido como Regulação pelo Custo do Serviço, os preços devem remunerar os custos totais e incluir uma margem que proporcione uma taxa de retorno atrativa ao investidor. Este esquema regulatório visa principalmente a obtenção da eficiência distributiva, uma vez que ao igualar custos e

receitas, busca-se evitar que o produtor se aproprie de lucros extras. Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)

A definição da taxa de retorno é uma forma indireta de determinação de preços e é norteadada pelos critérios a seguir. Para garantir um preço final ao consumidor acima dos custos, o preço é obtido igualando a receita bruta com a receita requerida para remunerar todos os custos de produção (custos fixos, incluída a taxa de remuneração mais custos variáveis). Para evitar o excesso de lucros, a taxa de retorno é determinada através de um processo de negociação entre a concessionária e o regulador, sob os princípios de atratividade de investimentos, e da razoabilidade da remuneração dos investidores e acionistas. Durante revisões periódicas, as despesas julgadas apropriadas pelo regulador são adicionadas ao cálculo da taxa base. Marangon *et al* (2003)

O processo de definição da taxa de retorno ocorre num forte contexto de informação assimétrica entre o regulador e a concessionária, facilitando oportunidades de manipulação de dados por parte da concessionária, visando a majoração dos seus lucros.

Uma das desvantagens deste tipo de regulação é que a distribuidora é encorajada a empregar mais capital do que seria economicamente eficiente dados os seus preços de entrada, conduzindo a uma má alocação de recursos e à adoção de métodos produtivos ineficientes. Uma vantagem é que a regulação da taxa de retorno pode trazer incentivos ao investimento em qualidade por parte da firma regulada, sempre que a taxa de retorno for maior que o custo de oportunidade do capital. A razão disso é que estes custos serão incluídos no custo do serviço e comporão o investimento remunerado da empresa.

Pires e Piccinini (1998) observam que a prática de regulação econômica do setor elétrico brasileiro foi marcada pela predominância do critério da taxa interna de retorno, que além de suas deficiências intrínsecas, foi prejudicada pela utilização das tarifas no controle da inflação, pela adoção de mecanismos regulatórios (remuneração garantida e equalização tarifária) que desestimularam a redução de custos das concessionárias e principalmente pela falta de independência e autonomia do órgão regulador.

Por outro lado, o mecanismo de regulação econômica *price-cap* é alicerçado na definição de um preço-teto para os preços médios das tarifas da concessionária, corrigido de

acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o *retail price index* (RPI), deduzido de um fator X de produtividade para um período prefixado. Adicionalmente, este mecanismo pode envolver um fator Y (*cost passthrough*) para repassar aos consumidores, durante o intervalo entre as revisões tarifárias, os custos variáveis sobre os quais a empresa regulada não tem controle, tornando a equação de ajuste de preços igual a  $RPI-X+Y$ . O fator Y foi introduzido *com o* objetivo de reduzir os riscos regulatórios das concessionárias. Quanto maior o valor de Y, maior será a proteção das empresas reguladas e menor o benefício momentâneo dos consumidores.

A escolha de um indexador geral de preços justifica-se pela necessidade da utilização de um índice transparente para os consumidores e que não seja alvo de manipulação, tendo em vista os problemas de assimetria de informação. Caso fosse escolhido um índice mais específico de evolução de custos setoriais, este dependeria de informações controladas pelas empresas.

O período compreendido entre as revisões de preços na prestação de serviços públicos é conhecido como intervalo regulatório, caracterizado por incertezas tanto para as concessionárias como para os consumidores, pois as condições inicialmente estabelecidas podem se alterar com o decorrer do tempo, resultando em benefício ou em prejuízo para ambas as partes. No setor elétrico brasileiro este período é definido no contrato de concessão e varia de 3 a 5 anos. Na definição da extensão do intervalo regulatório quatro aspectos relevantes devem ser considerados: a necessidade de fiscalização das empresas reguladas, os elevados custos diretos incorridos em cada processo revisional; a apropriação dos ganhos com redução dos custos do serviço superior às metas estabelecidas pelo regulador e consequentemente, sem repasse ao consumidor; e o risco de alteração da taxa de retorno que remunera o investimento da concessionária, que pode ocasionar o subinvestimento no período final do intervalo regulatório, para evitar o risco de *hold-up* (o regulador pode modificar esta taxa logo após a empresa ter realizado o seu investimento). No setor elétrico brasileiro, as taxas de retorno estão sendo reduzidas a cada ciclo tarifário.

Segundo Rees e Vickers (1995), o esquema de regulação *price cap* foi introduzido num contexto de reformas e privatizações na Inglaterra, tendo sido implementado primeiramente nas telecomunicações em 1984, estendendo-se, posteriormente, aos setores de gás natural em 1986, aeroportos em 1987 e abastecimento de água em 1989. De acordo com Armstrong,

Cowan e Vickers (1994) o método foi adotado no setor elétrico em 1990 após a desverticalização dos setores geração e transmissão, sendo precedido por dois anos de intensa atividade preparatória do *staff* regulatório e do estabelecimento de contratos entre os agentes setoriais para redução dos riscos entre fornecedores e geradores.

Littlechild (1983) conta que o *price-cap* foi adotado como uma alternativa ao modelo de regulação pela taxa de retorno em razão da avaliação negativa deste critério por parte dos novos reguladores, cujo objetivo era minimizar os riscos e o alto custo relativo ao levantamento e controle de informações exigido nesse processo regulatório. O *price-cap* foi apresentado como um esquema regulatório simples e transparente que, além de estimular ganhos de produtividade, proporcionava um alto grau de liberdade de gestão para as empresas reguladas. Armstrong, Cowan e Vickers (1994) relatam que a expectativa das autoridades britânicas era de que haveria um *trade-off* entre regulação e concorrência: o *price-cap* seria um mecanismo transitório de regulação das empresas, já que o aumento esperado da concorrência com as reformas setoriais eliminaria os monopólios naturais, tornando a regulação desnecessária.

Beesley e Littlechild (1989) argumentam que, apesar de os custos e da complexidade regulatória permanecerem elevados, o método *price-cap* mostra-se superior ao do custo do serviço por permitir melhor previsão do mercado e investimentos futuros (*forwardlooking information*). A incorporação de fatores que consideram previsões de aumento de produtividade, inovações tecnológicas e mudanças comportamentais de demanda, promove o incentivo da eficiência dinâmica da empresa regulada. Por sua vez, a regulação pela taxa interna de retorno, cujo arcabouço de precificação baseia-se em custos e comportamentos de demanda passados, projetando apenas tendências históricas, constitui um instrumento de poucos recursos sob o ponto de vista da dinâmica de longo prazo do setor.

Ao determinar preços máximos permitidos para a tarifa, o esquema de regulação econômica *price-cap* estabelece estímulos à eficiência produtiva. Entretanto persistem problemas de ineficiência alocativa e distributiva. A definição do intervalo regulatório e do nível do preço-teto são importantes instrumentos para reduzir os riscos e balancear os benefícios entre os agentes. Por exemplo, intervalos revisionais muito curtos podem aumentar o risco regulatório das empresas reguladas, ao reduzir sua oportunidade de apropriar lucros extraordinários devido à redução de custos operacionais, enquanto que a fixação de um

preço-teto elevado beneficiaria as concessionárias mas não permitiria a apropriação, pelos consumidores, de uma baixa imprevista de custos.

Pires e Piccinini (1998) alertam que dois aspectos fundamentais para a eficiência do modelo tarifário são o incentivo para a concessionária executar níveis adequados de investimentos e instrumentos que estabeleçam padrões de qualidade do serviço. A sujeição a um preço-teto conduz a uma tendência ao subinvestimento para melhoria da qualidade dos serviços, já que este esforço representaria uma elevação do nível de custos da empresa regulada. Na Inglaterra, foram estabelecidos dois tipos de serviço-padrão, o padrão garantido, que cria mecanismos de compensação financeira para consumidores no caso de a distribuidora não atingir o nível de qualidade estipulado pelo regulador, e o padrão global (*overall standard*), que define padrões gerais de atendimento aos consumidores que devem ser seguidos pela concessionária. Para garantir níveis desejáveis de investimento, a solução adotada na Inglaterra foi o monitoramento informal dos investimentos das concessionárias, com especial atenção aos planos de expansão de capacidade para atender a demanda futura. Adicionalmente, Armstrong, Cowan e Vickers (1994) alertam para o problema de subinvestimento devido ao risco de a concessão não ser renovada.

Segundo Pires e Piccinini (1998), as tarifas do setor brasileiro de distribuição são reguladas pelo critério de receita-teto (*revenue cap*), uma variante do *price cap*, baseada na receita permitida estabelecida pelo regulador para cada uma das empresas, sugerida pela consultora Coopers & Lybrand, contratada pelo governo brasileiro para elaborar um modelo de reestruturação do setor elétrico. O controle das receitas totais em vez das tarifas proporciona ao regulador uma melhor visualização do desempenho das concessionárias, facilitando as comparações entre as empresas e assegurando uma maior precisão na determinação de sistemas de incentivo para melhoria da eficiência das empresas reguladas. Ao permitir o ressarcimento de eventuais diferenças entre a receita efetiva e a receita permitida, através do ajuste anual da receita, este método contribui para reduzir incertezas dos investidores. Quando a receita permitida for maior que a efetiva, o ajuste beneficia os consumidores. Como desvantagem do método, os autores apontam o aumento dos custos regulatórios devido a necessidade de maior controle sobre os parâmetros das empresas.

A existência de grupos de concessionárias de distribuição com características de custo similares devido a aspectos regionais semelhantes estimulou a adoção de práticas aplicadas

num mecanismo regulatório complementar, o *Yardstick Competition*, baseado na classificação das empresas em grupos mais homogêneos e no estabelecimento de parâmetros de custos de “firmas-sombras” para incentivo da busca da eficiência econômica. A “firma-sombra”, composta pela média de variáveis representativas das empresas que pertencem a um mesmo subconjunto, é utilizada como um modelo de referência (*benchmark*) para a competição entre as empresas concessionárias. No Brasil empregou-se a Empresa de Referência para repasse dos custos operacionais.

#### **4.4 Regulação Econômica do Serviço de Distribuição de Energia no Brasil**

Segundo Pires e Piccinini (1998), devido as características econômicas do setor elétrico, caracterizado pela especificidade de ativos, em grande parte irrecuperáveis para outros fins (*sunk costs*) e com custos fixos elevados, o regulador enfrenta um *trade-off* entre a eficiência alocativa e a eficiência produtiva, num contexto de assimetria de informações entre o regulador e o concessionário, em favor do último.

Na visão da ANEEL (2009), o objetivo da regulação econômica é reproduzir no desempenho da empresa monopolista regulada os efeitos da pressão da concorrência observada em mercados competitivos. De forma consistente com esse objetivo, o atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica adotou o regime tarifário de preços máximos (*price cap*), pelo qual os serviços são regulados pelo preço segundo regras econômicas inovadoras, cuja finalidade é a remodelação da prestação do serviço público pelas características da atividade privada, onde se destacam os princípios de eficiência na prestação do serviço e de modicidade tarifária.

#### **4.5 A Receita da Concessionária de Distribuição**

As empresas de distribuição fornecem energia elétrica aos seus consumidores, com base em obrigações e direitos estabelecidos num Contrato de Concessão, celebrado com a União para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na sua área de concessão.

Cabe à ANEEL, fixar uma tarifa justa ao consumidor, que estabeleça uma receita que

garanta o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que esta possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias. Segundo o contrato de concessão, a receita requerida da concessionária de distribuição, ou nível tarifário, possui duas parcelas, detalhadas na Figura 4.1.

$$Receita\ Requerida = PA + PB \quad (4.1)$$

<b>Receita</b>	<b>Parcela A</b>	<p><b>Encargos Setoriais</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Conta de Consumo de Combustível - CCC</li> <li>Conta de Desenvolvimento Energético - CDE</li> <li>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE</li> <li>Reserva Geral de Reversão - RGR</li> <li>Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa</li> <li>Operador Nacional do Sistema – ONS</li> <li>Compensação Financeira Utilização Recursos Hídricos - CFURH</li> <li>Encargo de Serviços do Sistema - ESS</li> <li>P&amp;D e Eficiência Energética</li> </ul> <p><b>Custos com Transporte de Energia</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Uso das Instalações de Transmissão (Rede Básica + DIT)</li> <li>Uso das Instalações de Conexão</li> <li>Uso das Instalações de Distribuição</li> <li>TUSDg ONS e RB</li> <li>Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu – MUST-Itaipu</li> <li>Encargos de uso da rede básica atribuídos a Itaipu</li> </ul> <p><b>Compra de Energia Elétrica para Revenda</b></p>
	<b>Parcela B</b>	<p><b>Despesas de Operação e Manutenção</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Perdas de receita irrecuperáveis</li> <li>Custos de Operação e Manutenção (Empresa de Referência)</li> </ul> <p><b>Despesas de Capital</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Quota de Reintegração Regulatória</li> <li>Remuneração do Capital</li> </ul>

Figura 4.1 – Composição da Receita Requerida

#### 4.5.1 Parcela A

A Parcela A, é referente ao repasse de custos considerados não gerenciáveis pela concessionária, cujo valor e variação no tempo independem de controle da empresa, como o valor da despesa com a energia adquirida pela distribuidora para atendimento aos seus consumidores, os custos de transmissão e os encargos setoriais. Os componentes da Parcela A são abordados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Componentes da Parcela A da Receita

<b>PARCELA A</b>
<p><u>Conta de Consumo de Combustíveis CCC</u></p> <p>Encargo criado pelo Decreto n.º 73.102/1973 para rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica nos sistemas isolados. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração</p>

<p>hidroelétrica. Estes custos são rateados por todos os consumidores do país, mediante o estabelecimento de valores anuais proporcionais ao mercado de cada distribuidora. Os valores são fixados anualmente com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS após a análise da previsão de geração térmica baseada nas condições previstas de hidráulidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica. A Quota da CCC é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim..</p>
<p><u>Conta de Desenvolvimento Energético – CDE</u></p> <p>Criada pela Lei 10.438/2002 refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados; para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e para promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. De acordo com a Lei 10.762/2003, os recursos da CDE necessários ao desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica no meio rural são provenientes do pagamento pelo Uso do Bem Público - UBP, estabelecidos nos contratos de concessão de geração e do pagamento das multas aplicadas pela ANEEL aos agentes do setor, nos termos da Lei 9.427/1996 e do Decreto 2.335/1997. Os demais recursos da CDE são provenientes dos pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS. Originalmente as quotas foram definidas com base nos valores da CCC dos sistemas interligados de 2001. A partir de 2002, os valores foram reajustados anualmente na proporção do crescimento do mercado de cada agente e em 2004 também pelo IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA do mesmo período.</p>
<p><u>Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH</u></p> <p>A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos foi estabelecida pela Lei 7.990/1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: <math>CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%</math>, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante correspondente ao percentual de 6% arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos estados, 45% aos municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico administrado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia. Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da Agência Nacional de Águas - ANA para aplicação na implementação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.</p>
<p><u>Encargo de Serviços do Sistema – ESS</u></p> <p>Previsto no Decreto 5.163/2004, este encargo é destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços auxiliares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVAR, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.</p>
<p><u>Encargo de Energia de Reserva - EER</u></p> <p>Conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, este encargo representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.</p>

<p><u>Operador Nacional do Sistema - ONS</u></p> <p>Valor relativo ao custeio das atividades do Operador Nacional do Sistema-ONS pago mensalmente por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição, e pelos consumidores livres conectados à Rede Básica. O ONS tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.</p>
<p><u>Pesquisa e Desenvolvimento (P&amp;D) e Eficiência Energética</u></p> <p>Encargo criado pela Lei 9.991/2000, referente à aplicação anual, de no mínimo 0,75% da receita operacional líquida das concessionárias e permissionárias de serviços de públicos de distribuição, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final da energia, conforme determinam as Resoluções Normativas nº 300/2008 e nº 316/2008 (até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos serão de 0,50%, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética)</p>
<p><u>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA</u></p> <p>Instituído pela Lei 10.438/2002 com o objetivo de aumentar a participação das fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004.</p>
<p><u>Reserva Global de Reversão RGR</u></p> <p>Encargo anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% da receita anual da concessionária constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia. A Quota de RGR fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim. Este encargo foi instituído pelo Decreto 41.019/1957. A Lei 9.648/1998 definiu a extinção da RGR em 2002. A Lei 10.438/2002 prorrogou o término para 2010. Conforme o contido no art. 20 da Lei nº 12.431, de 27/06/2011, a vigência deste encargo foi prorrogada até 2035.</p>
<p><u>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica TFSEE</u></p> <p>Criada pela Lei 9.427/1996 para constituir a receita da ANEEL e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária e é paga em parcelas mensais pelas distribuidoras.</p>
<p><u>Transporte de Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional (MUST Itaipu)</u></p> <p>Instituído pela Lei 2.432/1988, refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, da Itaipu Binacional. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.</p>
<p><u>Encargos de uso da rede básica pela Itaipu Binacional</u></p> <p>As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas-partes.</p>
<p><u>Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão (DIT)</u></p>

<p>Valores pagos pelas distribuidoras às Transmissoras para acesso à rede de transmissão do sistema interligado, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS. São calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL, que depende da receita anual permitida concedida às concessionárias de transmissão para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL estabeleceu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.</p>
<p><u>Uso das Instalações de Conexão</u></p> <p>Encargo pago pelas empresas de distribuição que utilizam instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. As instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão. Os valores desse encargo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica..</p>
<p><u>Uso das Instalações de Distribuição</u></p> <p>Valores pagos pelas Distribuidoras pelo acesso à rede de distribuição de outra concessionária, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD estabelecido entre elas, regido pela Resolução 271/1999. São calculados mensalmente com base nos valores de demanda e potência contratados e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD's específicas da concessionária acessada, estabelecidas em resolução homologatória da ANEEL.</p>
<p><u>Compra de Energia para Revenda</u></p> <p>Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não gerenciável de peso relativo mais significativo para as distribuidoras. Os agentes de distribuição devem contratar energia exclusivamente no Ambiente de Contratação Regulada – ACR para garantir o atendimento à totalidade de seu mercado através de contratos bilaterais de longo ou curto prazo com base nos mecanismos legais de comercialização vigentes. A compra de energia é efetivada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para as concessionárias com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano foram estabelecidas por meio da Resolução 206/2005 e além da participação em leilões de compra no ACR a legislação ainda possibilita a compra de energia de geradores distribuídos, do atual agente supridor com tarifa regulada ou mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o Decreto 163/2004 prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um 1% da carga da distribuidora. Esses contratos têm duração de, no máximo, dois anos.</p>
<p><u>Energia de Itaipu</u></p> <p>As empresas distribuidoras localizadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência da Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, e adota-se a data próxima ao reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.</p>

#### 4.5.2 Parcela B

A Parcela B é composta por custos gerenciáveis, administrados diretamente pela concessionária. Esse conjunto refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa

para o atendimento ao serviço. A Tabela 4.2 detalha os componentes desta parcela.

**Tabela 4.2** Componentes da Parcela B da Receita

<b>PARCELA B</b>
<p><u>Despesas de Operação e Manutenção</u></p> <p>Parcela da receita destinada a cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.</p>
<p><u>Perdas de Receita Irrecuperáveis</u></p> <p>As receitas irrecuperáveis compreendem o valor de receitas irrecuperáveis relacionado aos encargos sociais e o valor referente aos demais itens da receita. As perdas estão relacionadas à inadimplência dos consumidores.</p>
<p><u>Quotas de Reintegração</u></p> <p>Parcela da receita necessária a formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil. É composta das quotas de depreciação e de amortização.</p>
<p><u>Remuneração do Capital</u></p> <p>Parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica. Essa remuneração depende da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital.</p>

## 4.6 O Processo de Atualização Tarifária

Nos Contratos de Concessão de distribuição de energia elétrica foram estabelecidas as tarifas de fornecimento iniciais e os mecanismos de atualização tarifária:

- Reajuste tarifário anual;
- Revisão tarifária extraordinária; e
- Revisão tarifária periódica.

O conjunto das tarifas definidas forma a estrutura tarifária da empresa, estabelecida através da receita anual, ou nível tarifário, descrita anteriormente. Assinando o contrato de concessão, a empresa reconhece que as tarifas e os mecanismos de atualização tarifária estabelecidos inicialmente são suficientes para a adequada prestação dos serviços concedidos e para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro daquele contrato. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do

contrato.

Os contratos de concessão contemplam procedimentos específicos para reajuste dessa receita durante cada ano do período tarifário.

Revisões tarifárias periódicas são previstas em intervalos pré-estabelecidos no contrato de concessão com o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico da distribuidora e a estabilidade financeira da concessão.

A Receita Requerida ou Nível Tarifário, elemento central quando do estabelecimento da tarifas de energia elétrica, só é calculada a cada revisão tarifária, seja a periódica ou a extraordinária. Neste momento também é estabelecida a estrutura tarifária da concessionária, cujos valores iniciais, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual permitida do primeiro ano do período tarifário subsequente. Esta receita é obtida pela soma dos valores calculados das parcelas A e B e além de proporcionar um retorno justo para o capital investido, também cobre todas as despesas operacionais.

O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. O Fator X é estabelecido a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes. O componente *Pd* é relativo aos ganhos potenciais de produtividade na atividade de distribuição. O componente *T* é referente à trajetória dos custos operacionais, refletindo a transição entre metodologias diferentes para o estabelecimento desses custos. O componente *Q* do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Os componentes *Pd* e *T* são definidos “*ex-ante*”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente *Q* será especificado “*ex-post*”, ou seja, a partir de 2013 será calculado em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária.

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o poder de compra da receita da

concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano da revisão tarifária periódica. Em cada reajuste anual do período tarifário, são calculados todos os custos da Parcela A. Os outros custos, constantes da Parcela B, são corrigidos pelo IGP-M subtraído do Fator X. Tais regras estimulam a concessionária a reduzir seus custos de operação, cobertos na Parcela B da receita, ao longo do período anterior à próxima revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital. A receita anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último ano e o Mercado de Referência. O índice de reajuste é obtido dividindo-se a receita formada pela soma das parcelas A e B pela receita anual.

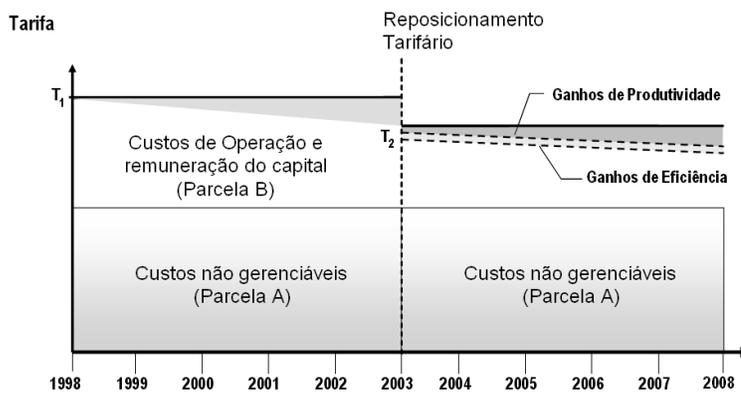
Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica, o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária, por meio do qual o regulador poderá proceder à revisão das tarifas a qualquer tempo, por solicitação da concessionária de distribuição devidamente comprovada, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período. Adicionalmente, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura do contrato de concessão, quando comprovado seu impacto, também implicará na revisão das tarifas.

#### 4.6.1 O efeito da regulação *Price Cap* sobre o preço estabelecido

As regras de regulação econômica vigentes constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária. As tarifas estabelecidas com base em custos eficientes beneficiam os consumidores pelas reduções de custos e pela maior eficiência da concessionária. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser majorada como resultado da redução dos custos de operação.

O efeito do regime de preços máximos sobre as tarifas é ilustrado na Figura 4.2. Uma vez que os contratos prevêem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem

constantes em termos reais ao longo do ciclo tarifário, ou seja, até a próxima revisão tarifária periódica, se os ganhos de eficiência da concessionária forem superiores ao ganho de produtividade, ela poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo do período. Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e da determinação do Fator X. Na revisão tarifária, parte ou todo o ganho de eficiência auferido no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X, que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais.



**Figura 4.2** – Efeitos do Regime de Preços Máximos sobre as tarifas

FONTE: ANEEL (2009)

Assim, a distribuidora tem um forte incentivo para obter uma maior eficiência em sua gestão, já que poderá reter como benefícios a diferença entre os custos operacionais eficientes definidos na revisão tarifária periódica e os que efetivamente possa alcançar. Da mesma forma, se essa diferença é negativa, a concessionária sofrerá uma redução em suas expectativas de benefícios. Quanto menor for o período revisional da concessionária, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores serão os incentivos à busca de maior eficiência.

#### 4.7 Metodologia aplicada no segundo ciclo de Revisão Tarifária

O processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no Contrato de Concessão, o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora. Neste momento, o regulador recalcula todos os elementos da

receita total da distribuidora, tanto os gerenciáveis quanto os não gerenciáveis, além de definir uma nova estrutura tarifária para os consumidores que proporcione o aumento da eficiência e da qualidade do serviço e promova a viabilidade econômico-financeira do contrato através da adequada remuneração do capital investido.

As revisões tarifárias ocorrem em períodos de quatro a cinco anos. No entanto, alguns exemplos fogem à regra, como, por exemplo, a revisão periódica da EDP ESCELSA ocorre de três em três anos. Este período é previamente definido no contrato de concessão e expresso em períodos de tempo fiscais, por exemplo, de agosto a julho e não anos civis.

A revisão transcorre em duas etapas: reposicionamento tarifário e cálculo do componente  $X_e$  do Fator  $X$ .

No reposicionamento tarifário é estabelecida a Receita Requerida da concessionária, que consiste na receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e a justa remuneração do capital prudente investido.

#### 4.7.1 Parcela B

A Parcela B corresponde à receita efetiva do serviço de distribuição, repassando para as concessionárias os seus custos operacionais eficientes para um dado nível de qualidade do serviço e remunerando os investimentos prudentes realizados.

$$PB = RBC + QRR + CO = RBC + QRR + ER + PRI \quad (4.2)$$

A Remuneração do Capital ( $RBC$ ) representa o componente da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

$QRR$  (Quotas de Reintegração) é a componente da receita necessária a formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil. É composta das quotas de depreciação e de amortização.

Os custos operacionais (*CO*) incluem a Empresa de Referência (*ER*) e a reposição das Perdas Irrecuperáveis de Receita (*PRI*).

A Empresa de referência é o resultado do processo de determinação das Despesas de Operação e Manutenção. Este componente da receita é destinado à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.

O componente Perdas de Receita Irrecuperáveis está associado à inadimplência dos consumidores. Atualmente está sendo considerado como inadimplência regulatória permanente um percentual sobre a receita bruta de distribuição.

#### 4.7.2 Custos Operacionais

A determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise dos custos da empresa está sujeita aos efeitos da *assimetria de informação*, (*Averch-Jhonson*) decorrente do acesso parcial e limitado do órgão regulador às informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc) vinculadas à prestação do serviço regulado, que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada.

Assim, é necessário que a ação regulatória não se baseie apenas em informações fornecidas pelas concessionárias e em auditorias das mesmas, mas na definição externa de parâmetros de eficiência que subsidiem a determinação das tarifas dos serviços regulados e constituam referências para orientar a gestão empresarial das empresas. Por estas razões, para a definição dos custos operacionais eficientes a serem remunerados, a ANEEL adotou uma abordagem distinta, cujo enfoque metodológico é denominado Empresa de Referência (*ER*).

A Empresa de Referência é definida como a simulação de uma empresa responsável pela prestação de serviços na área geográfica da concessionária de distribuição em análise, em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade.

Batista, Haiama, e Espirito Santo (2006), observam que a complexidade do modelo reside no fato que o modelo ideal para uma distribuidora necessita realmente refletir todos os desafios e custos relativos à operação de uma concessionária real. A adoção deste mecanismo

de incentivo à melhoria da performance das empresas do setor insere a competição num mercado monopolizado, pois o distribuidor tem incentivo real de se tornar mais eficiente do que o seu competidor virtual para aumentar o retorno sobre o capital investido.

A metodologia de cálculo dos custos operacionais engloba os processos de levantamento de informações da Empresa, construção de custos de referência com o auxílio da ferramenta da Empresa de Referência e análise da consistência do modelo construído visando garantir a sua aderência ao ambiente no qual atua a concessionária em estudo.

Durante a etapa de levantamento, consolidação e auditagem de informações, a necessidade de informações de natureza técnica e econômica junto às empresas se restringe a poucos parâmetros como:

- a quantidade de clientes classificada por níveis de tensão e tipos de consumidores;
- as densidades de clientes por km<sup>2</sup> e clientes por km de rede;
- As instalações físicas separadas por localização (urbana ou rural), tipos de instalações (redes, transformadores e equipamentos de manobra) e níveis de tensão; e
- Custos operacionais praticados pelas empresas, de forma desagregada, para subsidiarem as análises e a definição de parâmetros regulatórios.

Os custos de referência estruturados se referem às áreas administrativa, e de operação e manutenção. A determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais deve contemplar o dimensionamento de recursos humanos, infra-estrutura física, materiais e serviços e transporte.

O modelo de estrutura organizacional de referência é dimensionado com base na especificação das funções básicas para garantir o desempenho do serviços de distribuição de energia elétrica objeto do contrato de concessão e das normas regulatórias aplicáveis, resumidas na Tabela 4.3.

**Tabela 4.3 Funções básicas para o desempenho do serviço de distribuição e suas respectivas atividades**

FUNÇÃO	PROCESSOS E ATIVIDADES
<b>Direção, Estratégia e Controle</b>	<p>Direção Geral: Estabelecimento de estratégias e reacionamentos institucionais;</p> <p>Controle de Gestão: Monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da Empresa;</p> <p>Assessoramento Legal.</p>
<b>Administração</b>	<p>Gestão de recursos humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários da organização;</p> <p>Gestão dos produtos e serviços necessários (provisionamento e logística) incluindo compras e contratos;</p> <p>Informática e comunicações vinculadas ao desenvolvimento, implantação e manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária;</p>
<b>Finanças</b>	<p>Gestão econômico-financeira de curto e longo prazos, incluindo a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da distribuidora; a gestão tributária e o controle do endividamento da empresa.</p>
<b>Comercial</b>	<p>Atendimento ao cliente, incluindo o atendimento personalizado e telefônico aos clientes;</p> <p>Serviço técnico comercial, incluindo a conexão de novos serviços, corte e religação e controle de perdas não técnicas;</p> <p>Gestão comercial: planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais;</p> <p>Compra de Energia;</p> <p>Relacionamento com grandes consumidores, incluindo a comercialização de energia por atacado.</p>
<b>Técnica</b>	<p>Operação das Instalações Elétricas de forma programada ou intempestiva;</p> <p>Manutenção ou reparação programada ou não: Inspeção e revisão; Adequação das instalações.</p> <p>Controle e Supervisão das atividades de O&amp;M;</p> <p>Manejo dos sistemas de apoio;</p> <p>Previsão de materiais e ferramentas;</p> <p>Acompanhamento da qualidade do serviço.</p>

A determinação dos custos de natureza administrativa para uma empresa envolve o desenho de uma estrutura de recursos humanos que se encaixe no grupo compatível com outras empresas similares, cuja remuneração se enquadre na base salarial estabelecida para o

grupo, mas respeite as referências do mercado. Finalmente é projetada a estrutura física referencial de instalações.

Os custos de operação e manutenção são calculados a partir de custos unitários, definidos pelos seguintes parâmetros:

- Custos de hora-homem, horas-máquina;
- Relação das atividades de manutenção preventiva e corretiva, incluindo os tempos regulares de correção e manutenção das instalações, os quais devem englobar os tempos médios de deslocamento e execução;
- A taxa média de falha das instalações por tipo e nível de tensão, para a definição das respectivas frequências de manutenção;
- Infra-estrutura referencial para execução da atividade de operação, envolvendo a área geográfica de atendimento e a definição de unidades de operação.

Então é determinado o custo regular por unidade de operação, em função do dimensionamento eficiente da equipe de emergência e do equipamento requerido para a execução do trabalho.

A próxima etapa é a determinação das anuidades de investimento que não estão inseridos na base de remuneração regulatória, como edificações, veículos e sistemas de informática e que integrarão o custo total da Empresa de Referência, juntamente com os demais custos calculados anteriormente.

Como a ferramenta da Empresa de Referência utiliza uma abordagem *bottom-up* no processo de alocação ótima de custos, a consistência do resultado final obtido deve ser verificada por uma análise global *top-down*, operacionalizada por uma análise dos custos históricos incorridos pela empresa sob a ótica dos critérios de consistência e prudência, investigando sua coerência e razoabilidade e confrontando a qualidade obtida com a estabelecida no contrato de concessão, complementada pela análise comparada de custo-desempenho de empresas similares.

#### 4.7.3 Perdas Irrecuperáveis de Receita

Além de Empresa de Referência, a reposição das Perdas Irrecuperáveis de Receita

(*PRI*) também integra os custos operacionais (*CO*).

$$CO = ER + PRI \quad (4.3)$$

#### 4.7.4 Quota Reintegração Regulatória

A remuneração dos investimentos realizados é formada pela Quota de Depreciação e pela Remuneração do Capital.

A Quota de Depreciação é a parcela da receita necessária a formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil. Esta parcela é determinada multiplicando-se o valor da taxa média de depreciação pelo valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos atualizados pelo IGPM acumulado no período compreendido desde o mês inicial da última revisão tarifária até o seu último mês.

$$QRR = depr \cdot BRRbruta \quad (4.4)$$

#### 4.7.5 Base de Remuneração Regulatória

A base de remuneração corresponde ao valor dos ativos prudentes necessários para prestar o serviço de distribuição, avaliados nos termos da Resolução ANEEL 234/2006, sendo objeto de bastante debate entre os agentes do setor. O conceito chave desta Resolução é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão e atendendo aos níveis de qualidade exigidos, avaliados a preços de mercado e adaptados através de índices de aproveitamento. Dentre as diversas abordagens possíveis para a determinação da base de remuneração, a ANEEL optou pelo método do custo de reposição em valor de mercado para avaliar os ativos.

Do Ativo Imobilizado em serviço aprovado devem ser desprezados os valores das contas contábeis referentes a Veículos e Móveis Utensílios, e das atividades de Administração e Informática. Ou seja, são consideradas apenas atividades de servidão e distribuição, exceto para as contas contábeis de Veículos e Móveis Utensílios.

Para o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica, a base de remuneração é formada pela base aprovada para o primeiro ciclo, excluindo-se ano a ano, as baixas ocorridas entre os dois ciclos e atualizando-se os valores remanescentes pelo IGPM, devidamente depreciados, acrescida da base incremental. A base incremental refere-se à inclusão de itens entre os dois ciclos, realizada segundo o conceito de investimentos prudentes, avaliados a preços de mercado e adaptados através de índices de aproveitamento.

#### 4.7.6 O Custo de Capital

O custo de capital adotado é único para todas as concessionárias e refere-se ao custo de oportunidade para investimentos com características de riscos semelhantes. Corresponde à taxa de retorno adequada para a remuneração do capital investido.

Considerando que as atividades das empresas podem ser financiadas com capital próprio e capital de terceiros e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, é necessário definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária, isto é, a estrutura de capital. Dessa forma, a taxa de retorno deve refletir o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, ponderados pelas respectivas participações no capital total. Na definição da estrutura ótima de capital, a ANEEL considerou, além da estrutura de capital das concessionárias de distribuição do Brasil, a estrutura verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório que o Brasil, porém, com mais tempo de funcionamento de suas empresas reguladas.

A metodologia empregada para estimação do custo de capital pela ANEEL consiste no Custo Médio Ponderado do Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), que considera a remuneração do capital próprio e de terceiros, incluindo o benefício fiscal do endividamento, ponderado pela estrutura de capital definida como meta para o setor.

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \cdot r_P + \frac{D}{P+D} \cdot r_D \quad (4.5)$$

Onde:

$r_{WACC}$  - custo médio ponderado de capital regulado;

- $r_p$  - custo do capital próprio;
- $r_D$  - custo da dívida;
- $P$  - capital próprio;
- $D$  - capital de terceiros;

A parcela que remunera o capital próprio é estimada através do Modelo de Equilíbrio de Ativos Financeiros, *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Com base nesta metodologia é possível calcular um retorno adequado sobre o capital próprio investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a continuidade da prestação do serviço no longo prazo. O cálculo inclui o risco país e devido às incertezas presentes no setor elétrico brasileiro e consideradas pelo mercado, o regulador optou pela incorporação do risco cambial ao custo de capital.

Para o custo de capital de terceiros foi adotada uma abordagem semelhante à do capital próprio, adicionando-se a taxa de risco exigida pelo mercado financeiro internacional para emprestar recursos a uma concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil. Este enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros pelos investidores da concessionária de distribuição. A determinação desta parcela do custo de capital recai basicamente na estimação do risco de crédito das concessionárias somado ao risco país e ao risco cambial.

No terceiro ciclo de revisão periódica, o WACC é calculado conforme indicado na Tabela 4.4.

**Tabela 4.4 WACC ANEEL nos três ciclos de revisão tarifária periódica**

<b>WACC Regulatório</b>	
$r_{WACC} = (1 + P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_D \cdot (1 - T) - 1$	1° Ciclo e 2° Ciclo
$r_{WACC} = \frac{(1 + P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_D \cdot (1 - T)}{1 + \pi} - 1$	3° Ciclo
<p><math>r_{wacc}</math>: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;  <math>r_p</math>: custo do capital próprio nominal;  <math>r_D</math>: custo da dívida nominal;  <math>P</math>: capital próprio;  <math>D</math>: capital de terceiros ou dívida;  <math>V</math>: soma do capital próprio e de terceiros;  <math>T</math>: alíquota tributária marginal efetiva; e  <math>\pi</math>: inflação média dos EUA.</p>	
Custo de Capital Próprio	

$r_p = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_B + r_X + r_R$	1º Ciclo e 2º Ciclo
$r_p = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_B$	3º Ciclo
<i>r<sub>p</sub></i> : custo de capital próprio; <i>r<sub>f</sub></i> : taxa de retorno do ativo livre de risco; $\beta$ : beta do setor regulado; <i>r<sub>m-rf</sub></i> : prêmio de risco do mercado de referência; <i>r<sub>B</sub></i> : prêmio de risco país; <i>r<sub>X</sub></i> : prêmio de risco cambial;	
Custo do Capital de Terceiros	
$r_D = r_f + r_C + r_B + r_X$	1º Ciclo e 2º Ciclo
$r_D = r_f + r_C + r_B$	3º Ciclo
<i>r<sub>f</sub></i> : taxa de retorno do ativo livre de risco; <i>r<sub>c</sub></i> : prêmio de risco de crédito; <i>r<sub>B</sub></i> : prêmio de risco país; e <i>r<sub>X</sub></i> : prêmio de risco cambial;	

Conforme ilustrado na Tabela 4.5, o WACC regulatório tem sido sistematicamente reduzido pela ANEEL, ocasionando um grande impacto para as concessionárias e seus acionistas, inclusive porque, na análise do investimento feito no passado, certamente não se considerou uma trajetória tão descendente do custo médio ponderado de capital. No primeiro ciclo de revisões da ANEEL, realizado de 2003 a 2005, o custo médio ponderado de capital real equivalia a 17,07% e após a dedução do imposto de renda e da contribuição social resultou em uma taxa líquida de 11,26%. No segundo ciclo, a realizado de 2007 a 2009, o valor da taxa antes dos impostos é 15,08% e seu valor líquido é 9,95%. No terceiro ciclo, referente ao período de 2011 a 2013, o valor da taxa antes dos impostos é 10,13% e seu valor líquido é 7,50. Adicionalmente, as alterações na metodologia de atualização dos parâmetros e do cálculo aumenta a incerteza e dificulta a projeção da trajetória do WACC regulatório.

**Tabela 4.5 WACC ANEEL nos três ciclos de revisão tarifária periódica**

PARÂMETRO	1º CICLO 2003/2005	2º CICLO 2007/2010	3º CICLO 2011/2013
Estrutura de Capital (% Capital Proprio) (P/V)	50,00%	42,84%	45,0%
Taxa Livre de Risco (rf)	6,01%	5,32%	4,87%
Premio de Risco de Mercado rm-rf	7,76%	6,09%	5,82%
Beta médio desalavancado BRR Desalav	0,159	0,296	
Beta médio alavancado BR Alav		0,554	0,740
Ajuste do Beta (regime regulatório) Δβ		0,218	
β = BRAlav + Δβ	0,264	0,772	
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório β.( rm - rf)	2,05%	4,70%	4,31%
Prêmio de Risco Soberano rS	8,29%	7,87%	
Prêmio de Risco Brasil (rB = rS - rCB)	4,08%	4,91%	4,25%

Prêmio de Risco Cambial (rX)	2,00%	1,78%	
Prêmio de Risco de Crédito Brasil (rCB)	4,21%	2,96%	
Prêmio de Risco de Crédito (rC)	3,67%	2,96%	2,14%
Risco Regulatório (rR)	3,33%	0,00%	
Taxa de Impostos IRPJ + CCSL	34,00%	34,00%	34,00%
Custo do Capital Próprio Nominal $rP=rf+b.(rm-rf)+rB+rX+rR$	17,47%	16,71%	13,43%
Custo Real do Capital Próprio (rP)	14,72%	13,75%	
Custo do Capital de Terceiros Nominal $rD=rf+rC+rB+rX$	15,76%	14,97%	11,26%
Custo Real do Capital de Terceiros	13,05%	12,06%	
Custo Médio Ponderado Nominal ANEEL nominal WACC	13,94%	12,81%	
Taxa de inflação Americana p	2,40%	2,60%	
<b>WACC nominal depois de impostos*</b>	<b>11,26%</b>	<b>9,95%</b>	<b>7,50%</b>
<b>WACC Real Antes dos Impostos WACC / (1-Impostos)</b>	<b>17,06%</b>	<b>15,08%</b>	<b>10,13%</b>

- Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

Figura 4.3 – Evolução do WACC regulatório

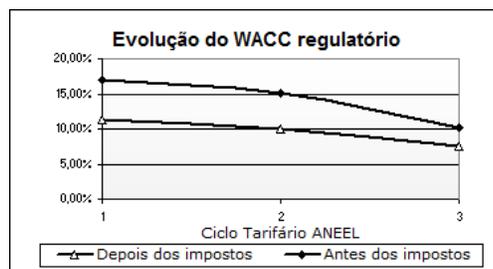


Figura 4.4 – Evolução do WACC Regulatório

#### 4.7.7 Remuneração do Capital

A remuneração líquida do capital ( $RLC$ ) é calculada multiplicando o valor da Base de Remuneração Regulada Líquida ( $BRRL$ ) pelo custo médio ponderado de capital regulado ( $r_{WACC}$ ):

$$RLC = BRRL \cdot r_{WACC} \quad (4.6)$$

Aplicando-se a alíquota do imposto de renda e da contribuição social ( $IR = 34\%$ ) obtém-se a remuneração bruta do capital ( $RBC$ ):

$$RBC = \frac{RLC}{1 - IR} \quad (4.7)$$

A base de remuneração e a taxa de remuneração do capital possuem papéis igualmente relevantes na determinação da remuneração de capital, tanto para a preservação dos investimentos na distribuição de energia elétrica quanto para a promoção da modicidade tarifária. A taxa de remuneração estabelecida nos períodos de revisão tarifária além de ser temporalmente consistente com seu período de vigência, deve oferecer a garantia de que no longo prazo o ente regulado privado recupere ao menos o seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros riscos específicos dos projetos em que opera.

#### 4.7.8 Reposicionamento Tarifário

O reposicionamento tarifário (*RT*) é expresso pela comparação da Receita Requerida para o ano-teste com a Receita Verificada da concessionária no mesmo período:

$$RT(\%) = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} \quad (4.8)$$

As tarifas de fornecimento são ajustadas para proporcionar um fluxo de receita compatível com a receita requerida calculada no ano imediatamente posterior à data de vigência da Revisão Tarifária Periódica. Esse período de doze meses subsequente à data de revisão é denominado ano-teste.

A Receita Verificada corresponde à receita que seria auferida com a aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema vigentes antes da revisão, aplicadas ao mercado previsto pela concessionária para o ano-teste.

Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida 90% do valor da receita de compartilhamento de infra-estrutura.

$$\text{Outras Receitas} = 90\% \cdot \text{Receita de compartilhamento de infra - estrutura} \quad (4.9)$$

#### 4.7.9 Componente Xe do Fator X

A segunda etapa da revisão consiste no cálculo do componente  $X_e$  do Fator X, que representa o conceito de eficiência econômica e produtividade e é adotado nos reajustes tarifários anuais entre os períodos de revisão. Esta etapa se traduz no estabelecimento de metas de produtividade para o período tarifário subsequente. No serviço de distribuição de energia elétrica, a evolução tecnológica é gradual, diferentemente de setores como o de telecomunicações e esses ganhos de produtividade projetados têm como causa principal as alterações na escala do negócio.

Durante o período tarifário, o crescimento nas vendas da concessionária se produzirá, tanto verticalmente, pelo maior consumo dos clientes existentes, quanto horizontalmente, pela incorporação de novos clientes na área da concessão. Esse incremento nas vendas será atendido pela concessionária com custos incrementais decrescentes em relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária distribuidora, é repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor sobre o Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM) que atualiza monetariamente a parcela  $B$  da receita da concessionária. Esse redutor consiste no Fator X e por meio da sua aplicação sobre o IGPM estabelecem-se as novas tarifas máximas permitidas, condizentes com o regime de regulação por incentivos *price-cap* adotado pelo regulador.

O cálculo do Fator X foi introduzido no primeiro ciclo de revisão tarifária promovido pela ANEEL no período de 2003 a 2005.

O Fator X é composto das parcelas  $X_a$  e  $X_e$ , sendo estabelecido de acordo com a fórmula a seguir:

$$X = X_e \cdot (IGPM - X_a) + X_a \quad (4.10)$$

Sendo:

$IGPM$  = número índice obtido pela variação do índice da Fundação Getúlio Vargas (FGV), do mês anterior à data do reajuste em processamento ao mês anterior à “Data de Referência Anterior”. ou seja, IGPM acumulado de ago/2006 a jul/2007.

$X_a$  = componente que reflete a aplicação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo

(IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela dos custos operacionais da concessionária referentes à mão-de-obra.

$X_e$  = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

Como os custos da concessionária são definidos pelo mecanismo da Empresa de Referência (ER), presume-se que toda a eficiência refletida pelo Fator  $X_e$  esteja associada aos ganhos de escala que a distribuidora possa obter ao satisfazer uma maior demanda com custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos pela Empresa de Referência no momento do reposicionamento tarifário. O Fator  $X_e$  também contempla o impacto sobre a base de remuneração da concessionária devido aos investimentos associados ao aumento de demanda.

A avaliação do  $X_e$  é realizada pelo método de Fluxo de Caixa Descontado – FCD do tipo *forward looking*, que tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, referentes ao crescimento do seu mercado considerando uma previsão dos investimentos necessários. De acordo com esse método, o componente  $X_e$  é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital regulatório (WACC).

A equação 4.11 iguala o valor presente das receitas esperadas para o período tarifário ao valor presente dos custos, ou seja, à Parcela B.

$$\sum_{i=1}^N \frac{RO_i \cdot (1 - X_e)^{(i-1)}}{(1 + r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^N \frac{RBC_i + QRR_i + CO_i}{(1 + r_{WACC})^i} \quad (4.11)$$

Onde:

$RO_i$  = Receitas operacionais da concessionária no ano  $i$ , igual ao valor da Parcela B da receita;

$RBC_i$  = remuneração bruta de capital no ano  $i$ ;

$QRR_i$  = Quota de Reintegração Regulatória;

$CO_i$  = Custos operacionais da concessionária no ano  $i$  ;

$r_{WACC}$  = WACC regulatório depois de impostos.

A receita operacional correspondente ao lado esquerdo da equação é determinada multiplicando o mercado de energia elétrica projetado pelas concessionárias para o período tarifário e desagregado por classe de consumo, pela tarifa média obtida pela divisão da Parcela B da classe de consumo e o respectivo mercado de energia do Ano-Teste. Nos anos seguintes a esse período, a tarifa média é atualizada pelo Fator  $X_e$ , com o propósito de refletir os ganhos de escala estimados.

$$RO_i = P_0 \cdot Q_i \quad (4.12)$$

Onde:

$P_0$  = tarifa média em R\$/MWh no ano-teste;

$Q_i$  = volume total de energia em MWh no ano  $i$  ;

A remuneração bruta de capital no ano  $i$  é determinada pela equação 4.13.

$$RBC_i = \frac{A_{i-1} \cdot r_{WACC}}{(1 - IR)} \quad (4.13)$$

Onde:

$A_{i-1}$  = Valor dos ativos da concessionária, que no ano 0 corresponde à base de remuneração líquida da concessionária ( $BRRL$ );

$IR$  = tributos. Para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro líquido, é considerada a alíquota de 34% (25% e 9%, respectivamente)

Os custos operacionais são projetados para o período tarifário com base nos custos da Empresa de Referência, referenciados à data do reposicionamento tarifário. Estima-se o custo futuro relativo às parcelas de pessoal, material e serviços para os seguintes grupos de custos operacionais: operação, manutenção, administração e gestão comercial.

Os custos são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de consumidores, do

mercado (MWh) e do número de empregados, o qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade da Empresa de Referência. Na projeção da quantidade futura de consumidores de cada concessionária, é utilizado um modelo de tendência, baseado na informação histórica da quantidade de clientes para o período mais longo disponível, discriminados por classe de consumo.

Considera-se que todos os custos de gestão comercial ( $CO_{CP}$  e  $CO_{CMS}$ ) e os custos de pessoal na operação e manutenção ( $CO_{O\&MP}$ ) crescem na mesma proporção que o número de clientes ( $C$ ). Assume-se que os demais gastos em operação e manutenção ( $CO_{O\&MMS}$ ) acompanham a variação do mercado de energia ( $Q$ ). Os gastos em administração ( $CO_A$ ) são mantidos constantes ao longo do período tarifário.

A perda de receitas irrecuperáveis é considerada 0,90% da receita anual da distribuidora. Para o capital de giro, adota-se como critério regulatório um valor igual aos 5% do montante da Parcela B sem impostos.

A base de remuneração regulatória considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária, atualizados na data da revisão tarifária periódica, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da Empresa de Referência. O valor a ser remunerado é estimado somando-se ao valor dos ativos no início do período tarifário, os investimentos líquidos de depreciações do período tarifário.

Para atualizar o valor dos ativos ao longo de tempo, as concessionárias devem informar suas projeções de investimentos para os próximos anos do ciclo tarifário. Estas projeções devem incluir:

- investimentos em expansão do sistema para atender o crescimento do mercado devido ao aumento de carga dos consumidores existentes ou à incorporação de novos consumidores;
- investimentos para melhoria do sistema;
- investimentos em renovação para substituição dos ativos totalmente depreciados;
- investimentos necessários à incorporação de redes particulares e respectiva reforma dessas redes; e
- investimentos destinados ao combate às perdas técnicas e não técnicas de energia.

Os investimentos necessários são exclusivamente aqueles em instalações de distribuição, pois os investimentos relacionados à gestão comercial, administração e outros, como veículos e software, são reconhecidos nos custos da “Empresa de Referência”. Investimentos previstos no Programa Luz Para Todos, possuem tratamento específico nos reajustes tarifários, conforme definido na Resolução Normativa n.º 294/2007.

Os investimentos propostos pela concessionária para baixa, média e alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado, o qual deverá ser distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

No evento da revisão tarifária, a ANEEL deve avaliar o montante de investimento global apenas sob o ponto de vista do impacto tarifário, sendo que as projeções de investimentos consideradas não deveriam resultar em um valor de Fator X negativo. Caso os investimentos propostos resultem em Fator X negativo, os investimentos globais deverão ser ajustados de forma a considerar um Fator X igual a zero.

#### 4.7.10 Mecanismo de avaliação dos Investimentos previstos

A avaliação da projeção dos investimentos será feita a posteriori, comparando os investimentos previstos aos investimentos efetivamente realizados pela distribuidora, conforme o mecanismo definido na Resolução Normativa 234/2006. Serão considerados os investimentos realizados com base nos registros contábeis, deflacionados pelo IGPM, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior. Serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado – BMP.

No recálculo do Fator X, todos os parâmetros serão mantidos constantes, substituindo-se apenas os valores de investimento. O montante global de investimentos realizados, trazidos à data da revisão anterior será distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resultará em um diferencial de X ( $\Delta X$ ):

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (4.14)$$

Onde:

$X_0$  = Fator X definido na revisão anterior;

$X_1$  = Fator X recalculado.

O  $\Delta X$  deverá ser aplicado como redutor da Parcela B, calculada na próxima revisão, aplicando-se o multiplicador de acordo com o período tarifário da empresa, conforme a equação 4.14.

$$VPB' = VPB \cdot (1 - m \cdot \Delta X) \quad (4.15)$$

$$m = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} [(1 + r_{WACC})^{n-i} \cdot i]}{n} \quad (4.16)$$

Onde:

$VPB'$  = Parcela B calculada no 3º ciclo;

$VPB$  = valor final da parcela B no 3º ciclo;

$n$  = número de anos do período tarifário da concessionária (3, 4 ou 5 anos);

$r_{WACC}$  = custo médio ponderado de capital.

$m$  = multiplicador, baseado num  $r_{WACC}$  de 9,95% a.a. em termos reais, resultando nos seguintes valores:  $m = 1,13$ ; para  $n = 3$  anos;  $m = 1,76$ ; para  $n = 4$  anos; e  $m = 2,43$ ; para  $n = 5$  anos conforme a Nota Técnica 068/2007.

#### 4.8 Metodologia aplicada no terceiro ciclo de Revisão Tarifária

A seguir são apresentadas as metodologias para o terceiro ciclo de revisão tarifária periódica da ANEEL aplicadas para a ELEKTRO em agosto de 2012, conforme a Nota Técnica 255/2012. O cálculo do WACC foi apresentado na seção anterior.

#### 4.8.1 Parcela B

A Parcela B é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPB = CAOM + CAA \quad (4,17)$$

onde:

VPB =: Valor da Parcela B;

CAOM =Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA = Custo Anual dos Ativos.

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), cuja metodologia de cálculo é descrita no Submódulo 2.2 do PRORET, é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO_3 + RI \quad (4,18)$$

onde:

CAOM = Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO3: Custos Operacionais relativos ao 3CRTP; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

O Custo Anual dos Ativos (CAA), é calculado pela equação:

$$CAA = TC + QRR + CAIMI \quad (4,19)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

#### 4.8.2 Custos Operacionais

A abordagem adotada para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos comerciais relacionados às unidades consumidoras, atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, além de direção e administração, de acordo com as condições previstas

nos contratos de concessão e na regulamentação, assegurando que os ativos necessários à prestação do serviço manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

Na definição dos custos operacionais regulatórios são observados os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão atendidas.

A definição dos custos operacionais regulatórios é feita em duas etapas: Na primeira, são atualizados os valores de custos operacionais definidos por meio do Modelo de Empresa de Referência (ER) no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2CRTP), considerando-se a variação de preços dos insumos (custos operacionais), o crescimento dos produtos (redes de distribuição, unidades consumidoras e mercado faturado) e deduzindo-se o ganho médio de produtividade, que nada mais é do que a relação média entre a variação dos custos operacionais e o crescimento dos produtos alcançada pelas concessionárias de distribuição.

Na segunda etapa ocorre a análise comparativa da eficiência das distribuidoras com o intuito de se definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, dado o nível de custos das distribuidoras e as características de suas áreas de concessão.

As variações observadas entre os valores definidos na primeira e segunda etapa são consideradas no cálculo do componente “T” do Fator X.

#### 4.8.2.1 Atualização dos Custos Operacionais pelos Ganhos de Produtividade – Etapa 1

Para fins de reposicionamento tarifário, o valor de custos operacionais a ser considerado na data-base do 3CRTP considera o custo definido no 2CRTP, a variação dos índices de inflação, o crescimento do produto e os ganhos médios de produtividade observados no período de análise, conforme equação a seguir.

$$CO_3 = CO_2 \frac{\Delta P}{(1 + 0,782\%)^n} \quad (4,20)$$

onde:

$CO_3$  = custo operacional a ser reconhecido pra fins de reposicionamento no 3CRTP;

$CO_2$  = custo operacional definido no 2CRTP, com os ajustes a seguir descritos, corrigidos até a data de revisão tarifária do 3CRTP;

$\Delta P$  = variação total do produto; e

$n$  = número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP.

O índice de produtividade a ser utilizado para atualização dos custos operacionais definidos no 2CRTP tem por base os ganhos médios de produtividade observados associados aos custos operacionais no período avaliado para definição da metodologia. O valor a ser considerado é de 0,782% ao ano e é único para todas as empresas

O valor definido por meio do modelo de Empresa de Referência no 2CRTP para os custos operacionais eficientes deve ser ajustado de modo a compatibilizar o valor a ser atualizado com as demais metodologias propostas para o 3CRTP. Nesse sentido, são procedidos os seguintes ajustes:

- Dedução dos custos relativos à geração própria, que são tratados na Parcela A. Portanto, devem ser excluídos da Parcela B;
- Dedução das receitas com serviços taxados, que são tratadas na metodologia de Outras Receitas;
- Exclusão dos custos de capital associados às anuidades relativas a veículos, sistemas de informática e aluguel de móveis e imóveis administrativos, que são tratados como Base de Anuidade Regulatória – BAR, o montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);
- Exclusão dos custos adicionais relativos ao crescimento dos processos e atividades comerciais e de operação e manutenção. Esses custos têm por finalidade contemplar despesas adicionais entre o momento em que é simulada a Empresa de Referência, que é a data-base dos dados de consumidores e ativos, e a data da revisão tarifária. Como a atualização dos custos do 2CRTP se dá desde a data de referência de consumidores e ativos, se faz necessário excluir tais valores.

Uma vez definidos os custos operacionais ajustados do 2CRTP, os custos de pessoal são corrigidos pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, enquanto os custos com materiais e serviços pelo Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M, entre as datas das revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP.

A variação total do produto ( $\Delta P$ ) é calculada por:

$$\Delta P = \varphi_{bt} \Delta_{Mbt} + \varphi_{mt} \Delta_{Mmt} + \varphi_{at} \Delta_{Mat} + \varphi_{cons} \Delta_{Mcons} + \varphi_{rede} \Delta_{Mrede} \quad (4.21)$$

onde:

$\Delta P$  = variação total do produto;

$\varphi_i$  = taxa de crescimento do consumo da variável  $i$ ; e

$\Delta_{Mi}$  = peso da variável  $i$ , sendo  $i$  igual aos consumos de baixa, média e alta tensão, unidades consumidoras e redes de distribuição.

A tabela a seguir resume o cálculo do Custo Operacional considerado para fins de reposicionamento tarifário da ELEKTRO:

**Tabela 4.6 Etapa 1 do cálculo dos Custos Operacionais da ELEKTRO**

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2CRTP a 3CRTP	15,65%
Variação anual do produto	3,70%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	24,26%
Variação IGPM	31,08%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2CRTP - Original	438.501.643		
OPEX 2CRTP - Ajustado	402.540.256	285.225.682	117.314.574
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	508.192.077	354.413.262	153.778.815
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	587.722.427	409.877.745	177.844.682
OPEX 3CRTP	569.704.480	397.312.025	172.392.455
Conselho de Consumidores	119.786		

#### 4.8.2.2 Custos Operacionais - Análise Comparativa – Etapa 2

Após a análise dos ganhos de produtividade, é procedida uma segunda avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras, que tem por fundamento consistir os resultados da avaliação da produtividade e introduzir elementos que permitam caracterizar melhor as áreas de atuação de cada concessionária.

A análise comparativa dos custos operacionais utiliza uma abordagem *Top-Down*, que parte dos custos realizados pela distribuidora nos anos que antecederam a definição da metodologia e se efetua uma análise de eficiência comparativa com outras concessionárias, mediante o uso de indicadores de eficiência.

A estimativa da eficiência das empresas é feita em dois estágios. No primeiro, os parâmetros de eficiência são definidos avaliando-se a relação insumo/produto. Como insumos são considerados os custos operacionais reais das distribuidoras. Os produtos incluem o número de unidades consumidoras, a extensão das redes de distribuição e o consumo faturado de energia (cativo, livre e suprimento), segregado por nível de tensão (AT, MT e BT).

No segundo estágio são avaliadas as características específicas de cada área de concessão que afetam os custos das distribuidoras a fim de definir um intervalo esperado de custos que considere essas especificidades. Para avaliar as características específicas de cada área de concessão que afetam os custos operacionais são levantadas variáveis denominadas “Variáveis Ambientais” que consistem, via de regra, em variáveis externas às empresas, que afetam os custos unitários de operação e manutenção, os custos unitários de comercialização de energia elétrica e custos administrativos. As variáveis ambientais consideradas no 3CRTP são: o nível salarial praticado nas diferentes regiões do país; a intensidade de chuvas, que afeta os custos de operação e manutenção das redes; a densidade do mercado atendido, ou seja, se o mercado é concentrado numa pequena área ou se o nível de dispersão das redes é elevado; além do nível de complexidade enfrentado para combater as perdas não técnicas, considerado apenas nas concessionárias de maior porte, onde esta problemática se mostrou mais relevante.

O objetivo do segundo estágio é construir intervalos de valores em torno dos percentuais de eficiência definidos no primeiro estágio, de acordo com as características ambientais de cada área de concessão. Dessa forma, para concessionárias que atuem em áreas onde as variáveis ambientais justifiquem um custo médio mais alto, essa realidade é considerada na construção desse intervalo de valores esperados, valendo o contrário para concessionárias em que as variáveis ambientais justifiquem um custo médio mais baixo. As equações a seguir sintetizam o procedimento para construção desses intervalos.

$$CO_{LI(\theta_i)}^3 = CO_i^2 (\theta_i + LI(\theta_i)) \quad (4.22)$$

$$CO_{LS(\theta_i)}^3 = CO_i^2(\theta_i + LS(\theta_i)) \quad (4.23)$$

onde:

$CO_{LI(\theta_i)}^3$  = limite inferior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

$CO_{LS(\theta_i)}^3$  = limite superior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

$CO_i^2$  = custo operacional contábil de 2009 (data do resultado final da revisão tarifária do segundo ciclo) atualizado até a data de revisão tarifária;

$\theta_i$  = parâmetro de eficiência considerado no primeiro estágio;

$LS(\theta_i)$  = limite superior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência; e

$LI(\theta_i)$  = limite inferior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência.

De forma a possibilitar a comparação dos custos definidos na Etapa 1 com os custos eficientes da revisão tarifária do segundo ciclo, deverá ser procedida uma atualização, que segue o mesmo procedimento definido pelas equações (4.20) e (4.21), mas agora considerando o crescimento dos custos operacionais e dos produtos entre o resultado final da revisão tarifária do segundo ciclo e a revisão tarifária do 3CRTP. A tabela a seguir resume o cálculo da Etapa 2 da definição dos Custos Operacionais regulatórios para a ELEKTRO.

**Tabela 4.7 Etapa 2 do cálculo dos Custos Operacionais da ELEKTRO**

Descrição	Valores 2009	Valores 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2009	28/02/2011		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	27/08/2011		
Número de unidades consumidoras	2.095.512	2.198.932	4,94%	27,96%
Extensão das redes de distribuição (km)	106.470	108.234	1,66%	12,43%
Mercado AT (MWh)	3.239.453	3.715.545	14,70%	4,33%
Mercado MT (MWh)	4.411.660	5.021.716	13,83%	14,95%
Mercado BT (MWh)	6.111.450	6.586.334	7,77%	40,34%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2009 a 3CRTP	7,42%
Variação anual do produto	4,40%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	12,06%
Variação IGPM	14,13%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2009 - Valores correntes	385.827.512	194.323.000	191.504.512
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	436.319.854	217.753.621	218.566.233
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	468.706.767	233.916.919	234.789.848
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	462.678.314	230.908.306	231.770.008

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
Eficiência	81,24%	89,23%	101,24%
OPEX 3CRTP - 2ª Etapa (Intervalo)	375.879.862	412.847.860	468.415.525

Como resultado da Etapa 2, são definidos intervalos de resultados esperados para os custos operacionais. As variações observadas entre os valores definidos nas Etapas 1 e 2 são então consideradas para fim de cálculo do Componente T do Fator X.

O componente “T” tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. Assim, ao longo do ciclo tarifário o nível de custos operacionais reconhecidos regulatoriamente vai paulatinamente migrando para o nível definido na análise comparativa.

Quando o valor dos custos operacionais definidos na Etapa 1 estiver contido no intervalo de custos operacionais eficientes definidos na Etapa 2, não haverá aplicação do componente T. Caso contrário, o cálculo será baseado na diferença entre o valor definido na Etapa 1 e o limite mais próximo do intervalo definido na Etapa 2, conforme equação a seguir. O valor do componente T é limitado a mais ou menos dois por cento.

$$t = \left( 1 - \sqrt[N]{\frac{CO_n^3}{CO_3}} \right) \left( \frac{CO_3}{VPB_0} \right) \quad (4.24)$$

onde:

$N$  = número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

$CO_3$  = custos operacionais definidos no 2CRTP atualizados considerando-se os ganhos de produtividade;

$CO_n^3$  = limite mais próximo de  $CO_3$  do intervalo de custos operacionais eficientes definido por meio do método de benchmarking; e

$VPB_0$  = total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

No caso da ELEKTRO o Componente T do Fator X é de 2,00%.

### 4.8.3 Receitas Irrecuperáveis

O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas, uma associada aos encargos setoriais e outra relativa aos demais itens da receita da distribuidora.

O cálculo da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irrecuperáveis da própria concessionária. O objetivo é calcular os custos com encargos setoriais da forma mais precisa possível considerando, inclusive, o montante que é faturado e não recebido pelas concessionárias. Os níveis de receitas irrecuperáveis de cada concessionária são reconhecidos desde que não superem os limites estabelecidos no Submódulo 2.2 do PRORET. A equação a seguir sintetiza o cálculo das receitas irrecuperáveis associadas aos encargos setoriais.

$$V_i = \frac{ES}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \left[ \sum_c (\rho_c RI_i) \right] \quad (4.25)$$

onde:

$V_i$  = Parcela de receitas irrecuperáveis associada aos encargos setoriais;

$ES$  = Valor dos encargos setoriais a ser considerado na revisão tarifária;

$\rho_c$  = Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e

$RI_i$  = Mediana dos percentuais de receitas irrecuperáveis, relativa à classe C, verificados nos três anos anteriores ao da revisão tarifária.

Para a parcela de receitas irrecuperáveis relativa aos demais itens da receita, são definidos percentuais regulatórios por classe de consumo e por grupo de empresas. Os percentuais regulatórios são baseados no desempenho das distribuidoras que compõem cada um dos grupos. O valor de receitas irrecuperáveis dessa parcela da receita é calculado pela seguinte equação:

$$V_{se} = \frac{RR_{sem\ encargos}}{(1 - \% ICMS - \% PIS - COFINS)} \left[ \sum_c (\rho_c RI_c) \right] \quad (4.26)$$

onde:

$V_{se}$  = Parcela de receitas irrecuperáveis associada à receita, exceto encargos setoriais;

$RR_{sem\ encargos}$  = Receita requerida líquida sem encargos, ou seja, subtraindo os encargos setoriais;

$\rho_C$  Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

$RI_C$  Percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence a empresa.

#### 4.8.4 Quota de Reintegração Regulatória

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (4.27)$$

onde:

$QRR$  = Quota de Reintegração Regulatória;

$BRRb$  = Base de Remuneração Regulatória bruta; e

$\delta$  = Taxa média de depreciação das instalações.

Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009.

Cabe destacar, no entanto, que em função da aprovação das novas taxas de depreciação, por meio da Resolução Normativa nº 474/2012, de 07/02/2012, deverá ser considerada a nova taxa média a partir de janeiro de 2012, utilizando-se a taxa anterior entre a data da revisão e dezembro/2011.

#### 4.8.5 Base de Remuneração Regulatória

Para a avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no 3CRTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

a) A base de remuneração aprovada no segundo ciclo de revisão tarifária (2CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

b) As inclusões entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do 3CRTP;

c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária – base incremental (item b);

d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 3CRTP;

e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária;

$$\begin{aligned}
 \text{Base de Remuneração Bruta} &= \text{Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)} \\
 &\quad - \text{Índice de Aproveitamento Integral} - \text{Obrigações Especiais Bruta} \\
 &\quad - \text{Bens Totalmente Depreciados}
 \end{aligned}
 \tag{4.28}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Base de Remuneração Líquida Total} &= \text{Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)} \\
 &\quad - \text{Depreciação Acumulada} - \text{Índice de Aproveitamento Depreciado} \\
 &\quad + \text{Almoxarifado em Operação} + \text{Ativo Diferido} \\
 &\quad - \text{Obrigações Especiais Líquida} + \text{Terrenos e Servidões}
 \end{aligned}
 \tag{4.29}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Remuneração do Capital} &= \text{Saldo RGR PLPT} \cdot \text{Taxa RGR PLPT} \\
 &\quad + \text{Saldo RGR Demais Investimentos} \cdot \text{Taxa RGR Demais Investimentos} \\
 &\quad + [\text{Base de Remuneração Líquida Total} - \text{Saldo RGR PLPT}]
 \end{aligned}$$

$$- \text{Saldo RGR Demais Investimentos } ] \cdot WACC \text{ real antes de impostos} \quad (4.30)$$

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

#### 4.8.6 Remuneração do Capital

A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRl - RGR) - r_{WACCpré} + RGR \cdot r_{RGR} \quad (4.31)$$

onde:

$RC$  = Remuneração do Capital;

$BRRl$  = Base de Remuneração Regulatória líquida;

$RGR$  = Saldo devedor de RGR;

$r_{WACCpré}$  = Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e

$r_{RGR}$  = Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT).

#### 4.8.7 Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 4,4956 \cdot (AIS - IA)^{-0,21+1} \cdot (IGPM_1 / IGPM_0)^{0,21} \quad (4.32)$$

onde:

$BAR$  = Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

$AIS$  = Ativo imobilizado em serviço aprovado no 3CRTP;

$IA$  = Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado no 3CRTP;

$IGPM_1$  = Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

$IGPM_0$  = Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos:

- Aluguéis (BARA)
- Veículos (BARV)
- Sistemas (BARI)

Uma vez segregado, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (4.33)$$

onde:

$CAIMI$  = Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

$CAL$  = Custo Anual de Aluguéis;

$CAV$  = Custo Anual de Veículos; e

$CAI$  = Custo Anual de Sistemas de Informática.

As Anuidades serão calculadas em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{L/V/I} \left[ \frac{1}{VU_{L/V/I}} + \frac{r_{WACCpré}}{2} \right] \quad (4.34)$$

onde:

$CA(L/V/I)$  = Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;

$BAR_{L/V/I}$  = Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos

considerados para infraestrutura de:

A: imóveis de uso administrativos

V: veículos

I: Sistemas de informática; e

$VU_{L/V/I}$  = Vida útil.

Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE:

A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral”

V: referente ao TUC “Veículos”

I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

#### 4.8.8 Ajuste da Parcela B em Função de Investimentos Realizados

Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, foi definido no 2CRTP mecanismo destinado a comparar os investimentos previstos no cálculo do Fator X com os efetivamente realizados pelas distribuidoras.

No 3CRTP, quando da revisão tarifária de cada concessionária, são levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora entre o 2CRTP e o 3CRTP, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IGP-M, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

Caso os investimentos efetivamente realizados sejam inferiores àqueles considerados no cálculo do Fator X do 2CRTP, esse item é recalculado, com a substituição dos valores de investimento previstos pelos investimentos realizados, mantendo-se inalterados os demais parâmetros.

O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resulta em um diferencial de X ( $\Delta X$ ):

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (4.35)$$

onde:

$X_0$  = X definido na revisão anterior (2CRTP); e

$X_1$  = X recalculado.

O  $\Delta X$  é aplicado como redutor da Parcela B calculada na revisão tarifária do 3CRTP, da seguinte forma:

$$VPB' = VPB \cdot (1 - m \cdot \Delta X) \quad (4.36)$$

onde:

$VPB'$  = valor final da Parcela B no 3CRTP;

$VPB$  = total da Parcela B calculada no 3CRTP; e

$m$  = multiplicador.

O valor do multiplicador ( $m$ ) é de:

- 1,13 para concessionárias que têm revisões tarifárias a cada 3 anos;
- 1,76 para revisões a cada 4 anos; e
- 2,43 para 5 anos.

#### 4.8.9 Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado

Ao Valor Final da Parcela B é aplicado um índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, de forma a considerar os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

O valor do Fator de Ajuste de Mercado ( $Pm$ ) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária no ajuste do Valor da Parcela B será definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre as revisões tarifárias do 2CRTP e do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$Pm(i) = 1,11\% + 0,313 \cdot (VarMWh(i) - 4,25\%) - 0,260 \cdot (VarUC(i) - 3,58\%) \quad (4.37)$$

onde:

$Pm(i)$  = Fator de Ajuste de Mercado da concessionária  $i$ ;

$VarMWh(i)$  = Variação anual média de mercado da concessionária  $i$ , entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP; e

$VarUC(i)$  = Variação anual média do número de unidades consumidoras da concessionária  $i$  entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP.

#### 4.8.10 Outras Receitas

As outras receitas podem ser classificadas em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica” e “receitas de outras atividades empresariais”.

As receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são adicionais ao fornecimento de energia, mas ainda fazem parte da essência da concessão de distribuição de energia elétrica, para as quais as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço regulado. Encontram-se nessa categoria as receitas obtidas com encargos de conexão e serviços cobráveis.

As receitas de outras atividades empresariais são todas e quaisquer atividades desenvolvidas pela própria concessionária e que não estão diretamente relacionadas à atividade fim da concessão. Subdividem-se em 2 subgrupos:

a) Atividades complementares: são aquelas cujas despesas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada. Enquadram-se nesse subgrupo os contratos de compartilhamento de infraestrutura e sistemas de comunicação (PLC).

b) Atividades atípicas: são aquelas às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados. Destacam-se nessa categoria receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (operação e manutenção, consultoria, comunicação e engenharia) e cobrança pela arrecadação de convênios nas faturas de energia.

Para cada natureza de receita há um percentual que deve ser revertido à modicidade tarifária, nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET.

#### 4.8.11 Resultados da Revisão Tarifária Periódica

O primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica da ANEEL se realizou no período de 2003 a 2005. A ANEEL iniciou o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica em 2007, homologando índices de reposicionamento tarifário negativos, resultantes da maior

produtividade das distribuidoras e do aperfeiçoamento de metodologias aplicadas ao processo revisional, tais como a redução da taxa de retorno regulatória e dos custos operacionais. O IRT também reflete a influência de encargos setoriais na tarifa de energia elétrica como a redução ocorrida no valor da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). As Revisões Tarifárias tiveram, em média, um impacto negativo de 9,3% nas receitas das distribuidoras, que foi suavizada até a apresentação do resultado final das revisões, que ocorreu em 2009. A metodologia do terceiro ciclo revisional passou a ser aplicada em 2012. As concessionárias que tinham revisão tarifária prevista nos contratos de concessão para o ano de 2011 tiveram, as tarifas de Anexo I prorrogadas provisoriamente, por ato específico, até a publicação dos resultados definitivos dos processos de revisão tarifária.

A Tabela 4.8 mostra alguns parâmetros resultantes do processo de revisão tarifária da CEMIG após o processo de desverticalização ocorrido no primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica da ANEEL. A Tabela 4.9 mostra os resultados da EDP ESCELSA.

**Tabela 4.8 Resultados da revisão tarifária periódica da CEMIG**

PARÂMETRO	1º CICLO	1º CICLO	2º CICLO
	RTP: 04/2003 Resultado: 04/2005	(DIFERIDO)	RTP: 04/2008 Resultado: 04/2009
WACC Regulatório	11,26%	11,26%	9,95%
WACC antes dos impostos	17,06%	17,06%	15,08%
Taxa livre de risco ( <i>rf</i> )	6,01%	6,01%	5,32%
Parcela A R\$	3.602.022.364,51	3.586.046.022,76	3.652.062.074,16
Parcela B R\$	2.462.422.712,13	2.060.326.420,40	2.500.983.377,31
Receita Requerida R\$	6.064.465.076,64	5.646.372.443,16	6.153.045.451,47
Receita Verificada R\$	4.324.382.253,02	4.196.314.328,81	7.619.755.015,86
IRT	44,41%	31,53%	- 19,62%
Fator Xe *	1,2566%	1,2566%	0,14%
Receita de Distribuição	= PB - P&D - PIS/Cofins - Outras Receitas - Extra concessão	1.684.637.242,01	2.500.983.377,31 = PB

**Tabela 4.9 Resultados da revisão tarifária periódica da EDP ESCELSA**

PARÂMETRO	1º CICLO	2º CICLO	2º CICLO
	3º RTP: 08/2004 Resultado: 08/2005	4º RTP: 08/2007 Resultado: 08/2009	5º RTP: 08/2010 Resultado: 08/2010
WACC Regulatório	11,26%	9,95%	9,95%

WACC antes dos impostos ( $\rho_R$ )	17,06%	15,08%	15,08%
Taxa livre de risco ( $r_f$ )	4,57%	4,26%	5,32%
Parcela A R\$	702.305.201,48	813.927.272,52	1.217.663.743,32
Parcela B R\$	540.929.653,91	439.546.071,98	576.195.398,39
Receita Requerida R\$	1.243.234.855,39	1.253.473.344,50	1.793.859.141,71
Receita Verificada R\$	1.243.234.855,39	1.335.263.913,17	1.712.810.133,82
IRT	-8,85%	- 6,44%	4,41%
Fator Xe *	1,2619%	0%	0,95%
Receita de Distribuição	459.824.931,58 = PB - P&D - PIS/Cofins - Outras Receitas - Extra concessão	439.546.071,98 = PB	576.195.398,39

É importante observar que as despesas constantes da Parcela A são estabelecidas através da aplicação de legislações específicas e podem sofrer variações superiores à inflação medida no período analisado. Portanto, mesmo que os componentes da Parcela B no período de referência abordado sejam corrigidos unicamente, pela variação do IGP-M, deduzidos os ganhos de produtividade representados pelo Fator X, o reajuste tarifário não segue necessariamente a mesma variação da inflação.

Tabela 4.10 mostra os resultados da ELEKTRO.

**Tabela 4.10 Resultados da revisão tarifária periódica da ELEKTRO**

PARÂMETRO	1° CICLO	2° CICLO	3° CICLO
	RTP: 08/2003 Resultado: 08/2004	RTP: 08/2007 Resultado: 08/2008	RTP: 08/2011 Resultado: 08/2012
WACC Regulatório	Diferido 20,25% 27,96%	9,95%	7,50%
WACC antes dos impostos ( $\rho_R$ )	17,06%	15,08%	10,13%
Taxa livre de risco ( $r_f$ )	4,57%	4,26%	4,87%
Parcela A R\$	1.273.606.069,59	1.527.155.640	2.390.993.996
Parcela B R\$	891.920.109,21	917.913.493,38	1.046.500.321
Receita Requerida R\$	2.165.526.178,80	2.445.069.133,22	3.511.353.615
Receita Verificada R\$		2.937.736.367,36	3.511.353.615
IRT	20,25% DIFERIDO DE 27,93%	-17,20%	

Fator X <sub>e</sub> *	2,38%	0,43%	0,95%
Receita de Distribuição	459.824.931,58	917913493,38	1.046.500.321
	= PB - P&D		
	- PIS/Cofins		
	- Outras Receitas		
	- Extra concessão		

## 4.9 Reajuste Tarifário Anual

No processo de reajuste tarifário anual o regulador garante as perdas inflacionárias, deduzidas do Fator X, à Parcela B da receita e repassa integralmente as despesas relativas à Parcela A. Esse procedimento resulta no Índice de Reajuste Tarifário – IRT, que é aplicado às tarifas de forma diferenciada.

O componente Q (qualidade do serviço) do Fator X deverá ser apurado em cada reajuste tarifário, a partir de 2013.

O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Como o valor dos componentes  $Pd$  e  $T$  do Fator X já foi obtido na última revisão tarifária periódica ocorrida, o valor do Fator X é calculado por:

$$X = Pd + T + Q \quad (4.38)$$

Onde:

$Pd$  = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição

$T$  = Trajetória de custos operacionais

$Q$  = Qualidade do serviço;

A seguir, é calculada  $RA_0$ , a receita anual da concessionária considerando-se as tarifas econômicas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, não incluindo o PIS/PASEP, COFINS, o ICMS, os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico e as receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

O aprimoramento da metodologia do reajuste tarifário anual consolida-se com o procedimento de cálculo previsto na nova Cláusula Oitava – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, segundo a qual, o valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

- O montante de energia elétrica comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;
- Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, são considerados os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e
- Para os demais itens da Parcela A são considerados os valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

O valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o Mercado de Referência ( $VPB_0$ ) é obtido pela diferença entre a receita dos últimos doze meses ( $RA_0$ ) e a parcela A, também estabelecida no ano anterior ( $VPA_0$ ):

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0 \quad (4.39)$$

Onde:

$RA_0$  = receita anual da concessionária considerando-se as tarifas econômicas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência;

$VPA_0$  = Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do Mercado de Referência.

O procedimento adotado para os demais itens da Parcela A citado anteriormente garante que, mesmo mantendo-se a fórmula de obtenção da Parcela B por diferença, esta não mais é influenciada, para mais ou para menos, pelos itens da Parcela A ( $VPA_0$ ) referentes aos encargos setoriais, custos estes que não variam na mesma proporção do mercado, atendendo, desse modo, os objetivos de eliminar o efeito tarifário causado pela antiga metodologia de cálculo do reajuste anual e assegurar a neutralidade dos citados itens de custos não gerenciáveis da Parcela A.

O novo valor da Parcela B ( $VPB_1$ ) é resultante do valor da Parcela B obtido ( $VPB_0$ ), corrigido pela variação do IGPM observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste, deduzida do fator X.

$$VPB_1 = VPB_0(1 + (IVI - X)) \quad (4.40)$$

O valor da Parcela A para o ano em processamento ( $VPA_1$ ) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos seus componentes (compra de energia e outros) e a nova receita corresponde à soma das parcelas  $VPA_1$  e  $VPB_1$ . Tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação cobertos pela Parcela B da receita ao longo do período anterior à revisão tarifária, para obtenção de maior remuneração do capital. Portanto, a remuneração da concessionária não está garantida, mas depende de uma gestão eficiente dos seus custos gerenciáveis.

O novo índice de reajuste anual ( $IRT$ ) é obtido dividindo a receita calculada para o ano em processamento ( $RA_1$ ) pela receita referente aos últimos doze meses ( $RA_0$ ):

$$IRT = \frac{RA_1}{RA_0} = \frac{VPA_1 + VPB_1}{RA_0} \quad (4.41)$$

onde:

$RA_0$  = Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, não incluindo o PIS/PASEP, COFINS, o ICMS, os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico e as receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

$VPA_1$  = Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento (DRP) e a energia comprada em função do Mercado de Referência, aqui entendido como o mercado de energia faturada da concessionária nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento.

## **4.10 Considerações Finais**

Neste capítulo foi discutida a regulação econômica para o segmento de distribuição de energia elétrica, apresentando uma visão geral dos principais mecanismos de preços. A seguir, foram apresentados o regime de regulação por incentivos aplicado pela ANEEL e a metodologia de atualização tarifária em vigor.

Verifica-se que a metodologia aplicada encontra-se em constante alteração.

## 5

**O modelo  
estocástico da oportunidade  
de investimento em  
distribuição de energia  
elétrica**

*"If a goal of macroeconomic policy is to stimulate investment, stability and credibility may be more important than the particular levels of tax rates or interest rates."*

*Robert S. Pindyck (1991)*

## 5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, a Teoria das Opções Reais é empregada no desenvolvimento de um modelo em tempo contínuo para análise de oportunidades de investimentos em distribuição sob a incerteza do preço de serviço, com o objetivo de analisar o impacto do controle de preços sobre o valor e o *timing* do projeto. Na abordagem proposta, a opção de investimento será utilizada como métrica do incentivo da concessionária para investir.

### 5.1.1 Preço médio do serviço de distribuição

O preço médio anual do serviço de distribuição  $P(t)$  em R\$/MWh no ano  $t$  é calculado dividindo a receita de distribuição  $RB(t)$  pela energia anual distribuída  $E(t)$ .

$$P(t) = \frac{RB(t)}{E(t)} \quad (5.1)$$

Esta variável representa o preço anual do serviço de distribuição a ser pago pela energia

distribuída no período, líquido dos custos não gerenciáveis que compõem a Parcela A: encargos, serviço de transmissão e a compra de energia.

## 5.2 O modelo estocástico do Projeto sob a incerteza do preço do serviço de distribuição

Uma distribuidora com uma oportunidade de investimento em expansão de capacidade, detém uma opção análoga a uma opção financeira de compra. Ela possui o direito, mas não a obrigação, de construir um ativo num momento futuro de sua escolha, compreendido num determinado período de tempo limitado por sua obrigação contratual de atender a demanda em sua área de concessão. Executando imediatamente esse investimento irreversível, a empresa exerce sua opção de investir mas, simultaneamente, ela desiste de sua opção de esperar para ver como evoluirão as incertezas do projeto, em busca do instante ótimo de investimento. Portanto, em cada ponto do tempo contínuo a empresa deve decidir se investe imediatamente ou aguarda a revelação das incertezas do projeto, utilizando esta informação para reavaliar a conveniência e o melhor momento para o exercício de sua opção de investimento.

A seguir, a Teoria de Opções Reais (TOR) é utilizada num processo de tomada de decisão considerando o ambiente regulatório, para avaliar uma oportunidades de investimento em distribuição de energia elétrica, com o objetivo de analisar o impacto do controle de preços no *timing* do investimento e no valor do projeto. O processo estocástico do valor do projeto de investimento será modelado em tempo contínuo, sujeito a incerteza do preço do serviço de distribuição, que resultará nos seus fluxos de receita.

### 5.2.1 Avaliação do projeto pelo Fluxo de Caixa Descontado

Seja um projeto de investimento em expansão do sistema de distribuição com tempo de vida  $T$ . Assumindo que a preço médio do serviço de distribuição  $P(t)$  em R\$/MWh reflete a receita do serviço de distribuição, líquida dos custos não gerenciáveis da Parcela A, o fluxo de caixa incremental do projeto  $\pi(t)$  no instante  $t \leq T$  é estimado pela equação (5.2).

$$\pi(t) = (1 - IR)[8760LF(1 - DL)D(t)P(t) - I \cdot (C + Depr)] + I \cdot Depr \quad (5.2)$$

$$\pi(t) = M_{\pi_1} \cdot D(t)P(t) + M_{\pi_2} \quad (5.3)$$

$$M_{\pi_1} = (1 - IR)8760LF(1 - DL) \quad (5.4)$$

$$M_{\pi_2} = I[IR \cdot Depr - C(1 - IR)] \quad (5.5)$$

Onde:

$\pi(t)$  = Fluxo de caixa incremental do projeto;

$IR$  = taxa de impostos, incluindo o imposto de renda sobre a pessoa jurídica ( $IRPJ$ ) e a contribuição social sobre o lucro líquido ( $CSLL$ );

$LF$  = Fator de carga do projeto;

$DL$  = Perdas técnicas do projeto;

$D(t)$  = Demanda adicional relativa ao projeto de investimento;

$P(t)$  = Preço do serviço de distribuição;

$I$  = Valor presente do custo do investimento no projeto;

$C$  = custo de O&M do projeto (OPEX), definido como um percentual do valor do investimento; e

$Depr$  = Taxa de depreciação linear.

O preço médio do serviço de distribuição  $P(t)$  evolui ao longo do tempo com uma taxa  $\alpha_p$ . Assim, seu valor futuro esperado, dado o preço médio no tempo zero, é calculado pela equação (5.6).

$$P(t) = P_0 e^{\alpha_p t} \quad (5.6)$$

Onde:

$P(t)$  = Preço médio do serviço de distribuição;

$P_0$  = preço médio do serviço de distribuição no tempo zero;

$\alpha_p$  = taxa de variação do preço médio do serviço de distribuição.

O valor presente dos fluxos de operação do projeto é determinado pela equação em tempo contínuo (5.7).

$$V = \int_0^T \pi(t) e^{-\mu t} dt \quad (5.7)$$

Onde:

$V$  = valor presente dos fluxos de operação do projeto;

$T$  = tempo de vida do projeto;

$\mu$  = taxa de desconto do projeto ajustada ao risco, usualmente o WACC do projeto.

Substituindo (5.3) e (5.6) em (5.7), a equação do valor presente do projeto em  $T$  anos de operação pode ser escrita como:

$$V = \int_0^T [M_{\pi 1} \cdot D(t)P_0 e^{\alpha_p t} + M_{\pi 2}] e^{-\mu t} dt$$

$$V = \int_0^T \left\{ (1-IR) \cdot 8760 \cdot LF(1-DL)D(t)P_0 e^{\alpha_p t} + I[IR \cdot Depr - C(1-IR)] \right\} e^{-\mu t} dt \quad (5.8)$$

A demanda adicional do sistema a ser suprida pelo projeto de investimento é uma função linear que evolui com uma taxa constante  $\alpha_D$  até atingir o limite de capacidade do projeto  $\bar{D}$  em  $\bar{T}$ . A partir de  $\bar{T}$ , a demanda fornecida é constante e igual a  $\bar{D}$ . Portanto, para a análise econômica do projeto de investimento:

$$D(t) = \begin{cases} \alpha_D t + D_0 & \text{para } 0 \leq t \leq \bar{T} \\ \bar{D} & \text{para } \bar{T} < t \leq T \end{cases} \quad \text{onde } \bar{T} = \frac{\bar{D} - D_0}{\alpha_D} \quad (5.9)$$

A substituição de (5.9) em (5.8) resulta nas equações (5.10) a (5.12).

$$V = M_1 P_0 + M_2 \quad (5.10)$$

Onde:

$$M_1 = \frac{(1-IR)}{(\mu - \alpha_p)} 8760 LF(1-DL) \left\{ \frac{\alpha_D}{(\mu - \alpha_p)} \left[ 1 - e^{-(\mu - \alpha_p)\bar{T}} (1 + (\mu - \alpha_p)\bar{T}) \right] + D_0 \left( 1 - e^{-(\mu - \alpha_p)\bar{T}} \right) + \bar{D} \left( e^{-(\mu - \alpha_p)\bar{T}} - e^{-(\mu - \alpha_p)T} \right) \right\} \quad (5.11)$$

$$M_2 = \frac{I[IR \cdot Depr - C(1-IR)]}{\mu} (1 - e^{-\mu T}) \quad (5.12)$$

Com o objetivo de permitir apenas decisões de investimento positivas, foi assumido que

$$\alpha_p \leq \mu.$$

O Valor Presente Líquido do projeto (VPL) é obtido através da equação (5.13)

$$VPL = V - I \quad (5.13)$$

Portanto, o objetivo da distribuidora é maximizar o valor presente líquido esperado, a uma taxa de desconto constante  $\mu$ .

### 5.2.2 Volatilidade do Projeto de Investimento

A inclusão da análise da volatilidade permite que as distribuidoras atuem proativamente, elaborando estratégias relativas a variações indesejadas das incertezas do projeto. A abordagem adotada para estimar a volatilidade dos projetos de investimento em função do preço do serviço de distribuição esperado considera que o valor futuro dos fluxos de caixa do projeto evolui ao longo do tempo com um Movimento Geométrico Browniano (MGB), representado pela seguinte equação diferencial estocástica: (DIXIT e PINDYCK, 1994)

$$dV = \alpha_v V dt + \sigma_v V dz \quad (5.14)$$

onde  $\alpha_v$  é a taxa *drift* ou tendência do valor do projeto e  $\sigma_v$  é a volatilidade do projeto, definida como o desvio padrão da taxa de retorno do valor presente do projeto ( $dV/V$ ) e  $dz$  é o incremento do processo de Wiener, definido como  $dz = \varepsilon_t \sqrt{dt}$ ,  $\varepsilon \approx N(0,1)$ , onde  $N(0,1)$  é a distribuição normal padrão.

Por questões de simplicidade, inicialmente apenas o preço do serviço de distribuição ( $P$ ) será considerado como variável aleatória do projeto, evoluindo com o tempo de acordo com um Movimento Geométrico Browniano (MGB).

$$dP = \alpha_p P dt + \sigma_p P dz \quad (5.15)$$

onde  $\alpha_p$  é a taxa *drift* e  $\sigma_p$  é o parâmetro de volatilidade do preço do serviço de distribuição.

Como o fluxo de caixa de operação do projeto depende do preço do serviço de distribuição o valor do projeto  $V(P,t)$  pode ser obtido em função desta variável. A seguinte

equação diferencial parcial é obtida usando o Lema de Itô:

$$dV = V'_P dP + V'_t dt + \frac{1}{2} V''_{PP} (dP)^2 \quad (5.16)$$

A substituição de (5.15) em (5.16) resulta:

$$dV = \left( \frac{1}{2} \sigma_P^2 P^2 V''_{PP} + \alpha_P P V'_P + V'_t \right) dt + \sigma_P P V'_P dz \quad (5.17)$$

A taxa *drift* e a volatilidade do projeto são obtidas por inspeção, comparando as equações (5.14) e (5.17). COSTA LIMA & SUSLICK (2006)

$$\alpha_V = \frac{1}{V} \left( \frac{1}{2} \sigma_P^2 P^2 V''_{PP} + \alpha_P P V'_P + V'_t \right) \quad (5.18)$$

$$\sigma_V = \frac{P}{V} V'_P \sigma_P \quad (5.19)$$

Quando o projeto inicia no ano  $t$  no futuro, seu valor presente é calculado pela equação (5.20).

$$V(t) = M_1 P(t) + M_2 \quad (5.20)$$

Combinando (5.6), (5.19) e (5.20) para  $t=0$  a volatilidade do projeto é:

$$\sigma_V = \frac{P_0}{V} M_1 \sigma_P = \left( 1 - \frac{M_2}{V} \right) \sigma_P \quad (5.21)$$

A taxa *drift* do projeto foi obtida a partir de (5.6), (4,38) e (5.20).

$$\alpha_V = 2 \frac{P_0}{V} M_1 \alpha_P = 2 \frac{\sigma_V}{\sigma_P} \alpha_P \quad (5.22)$$

Portanto, os parâmetros do MGB seguido pelo valor do projeto são maiores do que os parâmetros do MGB que descreve o comportamento do preço do serviço de distribuição, ou seja: se  $M_2 = 0$   $\sigma_V = \sigma_P$  e  $\alpha_V = 2\alpha_P$ . Como geralmente  $M_2 < 0$  e seu valor absoluto é maior que  $V$  então  $\sigma_V > \sigma_P$  e  $\alpha_V > 2\alpha_P$ .

De acordo com Sharpe (1964), no Capital Asset Pricing Model (CAPM), a taxa de

retorno requerida pelo projeto ( $\alpha_v$ ) é proporcional ao risco do ativo, medido em termos de sua correlação com o portfólio do mercado financeiro. Sob condições de incerteza  $\alpha_v$  pode ser igual à seu equivalente de certeza, a taxa de retorno livre de risco ( $r$ ), mais um prêmio de risco do projeto expressado por  $\lambda_v \sigma_v$ . MARTZOUKOS (1992).

$$\alpha_v = r + \lambda_v \sigma_v \quad (5.23)$$

Assumindo o modelo neutro ao risco proposto por Hull (2007), a tendência do preço do serviço de distribuição é descrita por:

$$dP = (\alpha_p - \lambda \sigma_p) P dt + \sigma_p P dz \quad (5.24)$$

De acordo com Brandão (2007), substituindo (5.18) e (5.19) em (5.23), encontra-se a equação  $\frac{1}{2} \sigma_p^2 P^2 V''_{pp} + PV'_p (\alpha_p - \lambda \sigma_p) - rV + V_t = 0$ , similar à equação obtida via lema de Itô  $\frac{1}{2} \sigma_p^2 P^2 V''_{pp} + PV'_p \alpha_p - rV + V_t = 0$  e possui uma taxa *drift* modificada ( $\alpha_p - \lambda \sigma_p$ ) em vez de  $\alpha_p$ . Logo, numa abordagem neutra ao risco, o processo da equação (5.24) também tem a taxa modificada.

Seja  $\lambda$  o prêmio de risco de mercado para o preço do serviço de distribuição<sup>1</sup>, estimado pela equação (5.25).

$$\lambda = \frac{\rho_{P,m}}{\sigma_m} (\mu_m - r) \quad (5.25)$$

Onde:

$\rho_{P,m}$  = correlação entre os retornos sobre o ativo escolhido para representar o preço do serviço de distribuição e o retorno do índice do mercado financeiro;

$\mu_m$  = retorno esperado do índice do mercado financeiro;

$\sigma_m$  = volatilidade do índice do mercado financeiro.

<sup>1</sup> Pelo CAPM, a taxa de desconto ajustada ao risco do projeto é  $\mu = r + \beta(\mu_m - r)$  onde  $\beta = \sigma_{m,P} / \sigma_m^2$ . Como  $\rho_{P,m} = \sigma_{m,P} / (\sigma_m \sigma_p)$ , o prêmio de risco de  $V(P)$  é  $\mu - r = \rho_{P,m} \frac{\mu_m - r}{\sigma_m} \sigma_p = \lambda \sigma_p$ .

Como o preço do serviço de distribuição é a única incerteza do projeto, então:

$$\rho_{V,m} = \rho_{P,m} \quad (5.26)$$

$$\lambda_V = \lambda \quad (5.27)$$

Conforme a equação (5.1), a volatilidade do preço do serviço de distribuição  $P(t) = RB(t)/E(t)$  pode ser determinada a partir das séries históricas de  $RB(t)$  e  $E(t)$ . Como demonstrado no capítulo 3 para obter a equação (3.30), o movimento geométrico Browniano pode representar a evolução estocástica de  $P(t)$  e sua equação é baseada num processo de Itô.

$$d \ln P = \left( \alpha - \frac{\sigma_P^2}{2} \right) dt + \sigma_P dz \quad (5.28)$$

Esta equação do MGB no tempo discreto permite a determinação do valor corrente de  $p(t)$  em função de seu valor anterior  $p(t-1)$ , como mostrado em (5.29).

$$d[\ln(p(t))] = \ln(p(t)) - \ln(p(t-1)) = \alpha dt + \sigma_P \sqrt{dt} \varepsilon_t \quad (5.29)$$

O parâmetro de volatilidade do preço do serviço de distribuição ( $\sigma_P$ ) é o desvio padrão e  $\alpha$  é o valor médio da série de  $\ln(p(t)/p(t-1))$ . Assim, num ambiente neutro ao risco a taxa *drift* modificada é calculada pela equação (5.30):

$$\alpha_P = (\alpha - \lambda \sigma_P) - \frac{\sigma_P^2}{2} \quad (5.30)$$

### 5.2.3 Avaliação da Opção Real de Investimento

Uma distribuidora com uma oportunidade de investir em expansão do sistema elétrico detém uma opção análoga a uma opção americana de compra. A empresa tem o direito, mas não a obrigação de construir um ativo real com um determinado custo de investimento num determinado momento no futuro. Entretanto, em algum momento este direito pode se transformar em uma obrigação para atender a demanda na sua área de concessão. Ao executar o investimento irreversível, a empresa exerce a sua opção de investimento mas, simultaneamente, ela desiste de sua opção de esperar para ver como as incertezas do projeto evoluem e portanto ela abdica de sua oportunidade de investir num momento ótimo.

Como o valor do projeto depende do preço médio do serviço de distribuição, o problema estocástico de controle ótimo da distribuidora é maximizar o retorno do projeto considerando a opção de investimento ( $F$ ), que expira em  $\tau$  anos, sujeita à equação (5.14), derivando o instante no tempo  $T^*$  no qual o projeto atinge um valor ótimo  $v^*$ . DIXIT & PINDYCK (1994)

$$F(V, \tau) = \sup_{T^* \in [0, \tau]} E \left[ e^{-rT^*} \{V(t) - I\} \right] \quad (5.31)$$

Para valores do projeto acima do gatilho  $v^*$ , a distribuidora vai preferir reter sua opção de investir, caso contrário, i.e., quando  $v \geq v^*$ , deverá ocorrer o investimento imediato e a opção vale zero. De acordo com os trabalhos de McDonald e Siegel (1986); Dixit e Pindick (1994); e Dias, Rocha e Teixeira (2004), o valor da opção de investimento é determinado pela seguinte equação diferencial parcial:

$$\frac{1}{2} \sigma_v^2 V^2 F''_{VV}(V, t) + \alpha_v V F'_V(V, t) - rF(V, t) + F'_t(V, t) = 0 \quad (5.32)$$

A equação (5.32) está sujeita às seguintes condições de contorno que refletem as condições iniciais e as características da remuneração ao término da opção:

$$F(0, t) = 0 \quad (5.33)$$

$$F(V, \tau) = \max[NPV(V, \tau); 0] = \max[V(P, \tau) - I; 0] \quad (5.34)$$

$$F(V^*, t) = NPV(V^*, t) = V^* - I \text{ para } t < \tau \quad (5.35)$$

$$F'_V(V^*, t) = NPV'_V = 1 \text{ para } t < \tau \quad (5.36)$$

A equação (5.33) é a condição de barreira e mostra que o valor da opção é sempre positivo. Significa que quando  $v = 0$  a opção de investimento também é zero pois ninguém paga um custo de investimento para receber um valor presente dos fluxos operacionais do projeto igual a zero. A equação (5.34) é a condição de expiração da opção, i.e., em  $\tau$  a opção é investir, recebendo o valor do VPL, ou não investir, e neste caso a opção vale zero. A equação (5.35) é a condição de contato ótimo (*value-matching*), na qual a opção é exercida no instante ótimo ( $T^*$ ) mediante o pagamento do preço de exercício e é igual ao valor ótimo do projeto ( $v^*$ ) menos o pagamento do investimento ( $I$ ), caso exista este valor ótimo para um

dados  $t < \tau$ . A equação (5.36) é a condição de alto contato ou condição de suavidade da primeira derivada (*smooth-pasting*) que estabelece que no ponto correspondente ao valor ótimo para investir o valor da opção  $F(V^*, t)$  é tangente ao VPL do projeto ( $V^* - I$ ). Quando o investimento é constante a condição *smooth* é  $F'_V(V^*, t) = VPL'_V(V^*, t) = \partial(V - I) / \partial V = 1$ . Uma interessante demonstração destas equações pode ser encontrada na tese de Costa Lima (2004).

A equação (5.32) e suas condições de contorno é complexa e requer solução numérica. Neste trabalho é utilizada a aproximação da solução de opções americanas proposta por Bjerksund e Stensland (2002) evoluída a partir do trabalho dos autores em 1993. A sequência de cálculos é apresentada nas equações (5-37) a (5-48).

No **Anexo A** foram incluídas as codificações, em Visual Basic para Microsoft EXCEL, das funções de cálculo da opção de investimento e do valor ótimo do projeto.

$$\beta = \left( \frac{1}{2} - \frac{\alpha_V}{\sigma_V^2} \right) + \sqrt{\left( \frac{\alpha_V}{\sigma_V^2} - \frac{1}{2} \right)^2 + \frac{2r}{\sigma_V^2}} \quad (5.37)$$

$$B_\infty = \left( \frac{\beta}{\beta - 1} \right) I \quad (5.38)$$

$$B_0 = \max \left( I; \left( \frac{r}{r - \alpha_V} \right) I \right) \quad (5.39)$$

$$h(\tau) = -(\alpha_V \tau + 2\sigma_V \sqrt{\tau}) \left[ \frac{I^2}{B_0(B_\infty - B_0)} \right] \quad (5.40)$$

$$V^* = B_0 + (B_\infty - B_0) (1 - e^{h(\tau)}) \quad (5.41)$$

Quando  $V \geq V^*$ , o investimento deve ser executado imediatamente. Assim:

$$F(V, \tau) = NPV = V - I \quad (5.42)$$

Quando  $V < V^*$ , é melhor esperar até o gatilho ótimo.

$$A = \frac{(V^* - I)}{(V^*)^\beta} \quad (5.43)$$

$$F(V, \tau) = AV^\beta - A\varphi(V, \tau, \beta, V^*, V^*) + \varphi(V, \tau, 1, V^*, V^*) - \varphi(V, \tau, 1, I, V^*) - I\varphi(V, \tau, 0, V^*, V^*) + I\varphi(V, \tau, 0, I, V^*) \quad (5.44)$$

A função  $\varphi$  é resolvida na equação (5.45).

$$\varphi(V, \tau, \gamma, Y, V^*) = e^{\chi\tau} V^\gamma \left[ N(d1) - \left(\frac{V^*}{V}\right)^\kappa N\left(d1 - \frac{2 \ln(V^*/V)}{\sigma\sqrt{\tau}}\right) \right] \quad (5.45)$$

Onde:

$$\chi = \left[ -r + \gamma\alpha_V + \frac{1}{2}\gamma(\gamma-1)\sigma_V^2 \right] \quad (5.46)$$

$$d1 = \left( \frac{\ln\left(\frac{V}{Y}\right) + (\alpha_V + (\gamma-1/2)\sigma_V^2)\tau}{\sigma_V\sqrt{\tau}} \right) \quad (5.47)$$

$$\kappa = \frac{2\alpha_V}{\sigma_V^2} + (2\gamma-1) \quad (5.48)$$

A regra de decisão na abordagem do fluxo de caixa descontado é: investir quando  $VPL > 0$ , ou seja, quando  $V > I$ , como ilustrado na Figura 5.1.

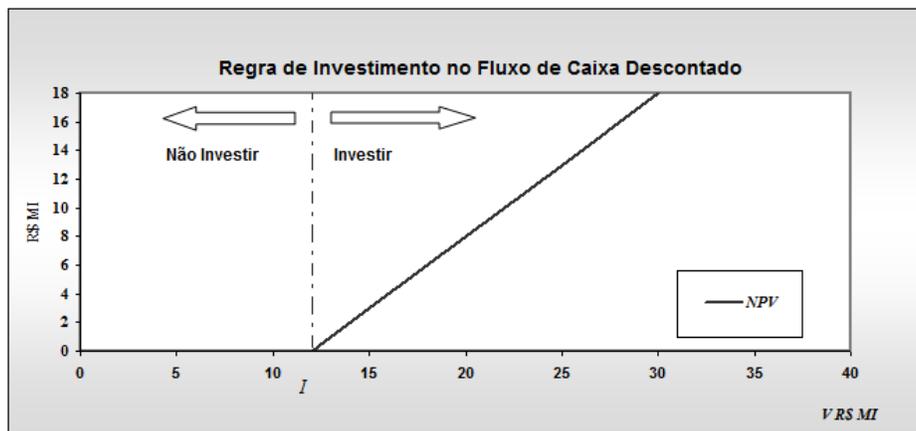
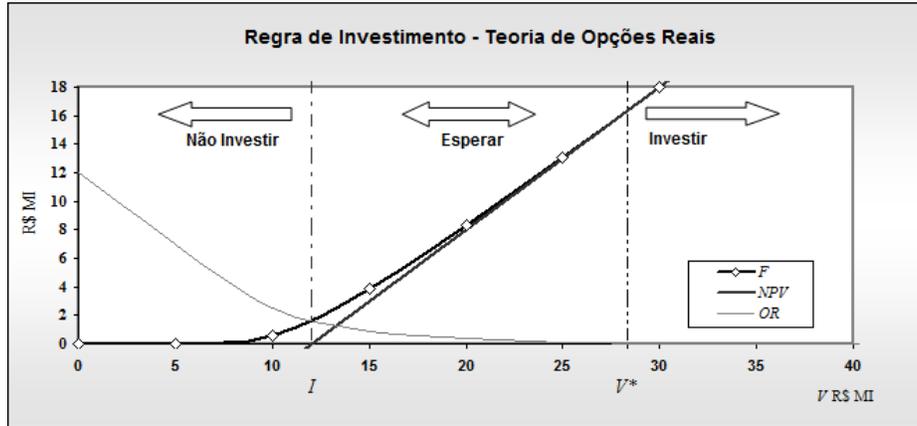


Figura 5.1 – Regra de investimento para o Fluxo de Caixa Descontado

Empregando a abordagem da Teoria das Opções Reais a regra de decisão é estabelecida de acordo com o valor ótimo do projeto ( $V^*$ ). Assim, como exibido na Figura 5.2, quando  $V \geq V^*$  a empresa deve investir imediatamente, caso contrário é melhor esperar para ver se vale a pena investir no futuro.



**Figura 5.2** – Regra de investimento conforme a Teoria das Opções Reais

O valor adicionado pela opção de investimento ao projeto, ou prêmio da opção real ( $RO$ ), é obtido pela equação (5-49).

$$RO = F - VPL \quad (5.49)$$

A regra de investimento também pode ser expressada em termos de  $P$ . Assim, o valor mínimo para o preço do serviço de distribuição para o qual o investimento se torna viável ( $P_{NPV=0}$ ), ou *break-even price*, ocorre quando  $VPL=0$ . Como  $VPL = V(P_{NPV=0}) - I$ :

$$V(P_{NPV=0}) = I \quad (5.50)$$

A equação para determinação de  $P_{NPV=0}$  foi desenvolvida a partir de (5.20). Se

$$V(t) = M_1 P(t) + M_2, \quad V(P_{NPV=0}) = I = M_1 P_{NPV=0} + M_2, \text{ logo:}$$

$$P_{NPV=0} = \frac{I - M_2}{M_1} \quad (5.51)$$

Portanto, de acordo com a abordagem tradicional, a empresa deveria investir quando  $P \geq P_{NPV=0}$ .

Utilizando a equação (5.30), o valor ótimo do preço do serviço de distribuição ( $P^*$ ) para investir no projeto pode ser calculado a partir do valor de  $V^*$ .

$$P^* = \frac{V^* - M_2}{M_1} \quad (5.52)$$

Portanto, de acordo com McDonald e Siegel (1986) e Pyndick (2005), na presença da incerteza e da flexibilidade, o valor ótimo do preço do serviço de distribuição excede o preço ótimo para investir segundo a regra tradicional por um prêmio ou markup percentual que reflete o valor de esperar por novas informações.

$$MU(\%) = \frac{P^* - P_{NPV=0}}{P_{NPV=0}} = \frac{P^*}{P_{NPV=0}} - 1 \quad (5.53)$$

No contexto regulatório, as distribuidoras não têm alternativas em termos de investimentos. Devido aos seus contratos de concessão elas devem prestar o serviço a um certo nível de qualidade estabelecido pelo Regulador. Entretanto, se o investimento não estiver diretamente relacionado ao suprimento de uma nova carga, a empresa pode analisar se é melhor adiá-lo, o que pode implicar em multas relativas à performance da qualidade do serviço. Se isto não for possível, o preço do serviço de distribuição deveria incluir o risco do investimento mandatório.

### 5.3 O modelo estocástico do Projeto sob as incertezas da Parcela B e da energia anual distribuída pela concessionária

#### 5.3.1 Avaliação do projeto pelo Fluxo de Caixa Descontado

O fluxo de caixa incremental do projeto de investimento em expansão do sistema de distribuição  $\pi(t)$  no instante  $t \leq T$  é estimado pela equação (5.55), substituindo a equação (5.1) na equação (5.2).

$$\pi(t) = (1 - IR) \left[ 8760LF(1 - DL)D(t) \frac{RB(t)}{E(t)} - I \cdot (C + Depr) \right] + I \cdot Depr$$

Ou substituindo a equação (5.1) na equação (5.3).

$$\pi(t) = M\pi_1 \cdot D(t) \frac{RB(t)}{E(t)} + M\pi_2 \quad (5.55)$$

$$M\pi_1 = (1 - IR)8760LF(1 - DL) \quad (5.4)$$

$$M\pi_2 = I[IR \cdot Depr - C(1 - IR)] \quad (5.5)$$

Onde:

$\pi(t)$  = Fluxo de caixa incremental do projeto;

$IR$  = taxa de impostos, incluindo o imposto de renda sobre a pessoa jurídica ( $IRPJ$ ) e a contribuição social sobre o lucro líquido ( $CSLL$ );

$LF$  = Fator de carga do projeto;

$DL$  = Perdas técnicas do projeto;

$D(t)$  = Demanda adicional relativa ao projeto de investimento;

$RB(t)$  = Receita anual do serviço de distribuição, representada pelo valor da Parcela B calculada na revisão tarifária periódica da empresa e nos reajustes tarifários;

$I$  = Valor presente do custo do investimento no projeto;

$C$  = custo de O&M do projeto (OPEX), definido como um percentual do valor do investimento; e

$Depr$  = Taxa de depreciação linear.

Considerou-se que a receita média do serviço de distribuição  $RB(t)$  evolui ao longo do tempo com uma taxa  $\alpha_{RB}$ . Assim, seu valor futuro esperado, dado o preço médio no tempo zero, é calculado pela equação (5.56).

$$RB(t) = RB_0 e^{\alpha_{RB} t} \quad (5.56)$$

Onde:

$RB(t)$  = Receita anual do serviço de distribuição;

$RB_0$  = Valor da receita anual do serviço de distribuição no tempo zero;

$\alpha_{RB}$  = taxa de variação do preço médio do serviço de distribuição.

$$E(t) = E_0 e^{\alpha_E t} \quad (5.57)$$

Onde:

$E(t)$  = Energia anual total distribuída pela concessionária  $E(t)$ ;

- $E_0$  = Valor da receita anual do serviço de distribuição no tempo zero;  
 $\alpha_E$  = taxa de variação da energia anual total distribuída pela concessionária.

O valor presente dos fluxos de operação do projeto é determinado substituindo (5.55) e (5.56) e (5.57) na equação em tempo contínuo (5.8).

$$V = \int_0^T \left\{ M\pi_1 D(t) \frac{RB_0 e^{\alpha_{RB}t}}{E_0 e^{\alpha_E t}} + M\pi_2 \right\} e^{-\mu t} dt$$

$$V = \int_0^T \left\{ M\pi_1 D(t) \frac{RB_0}{E_0} e^{(\alpha_{RB} - \alpha_E)t} + M\pi_2 \right\} e^{-\mu t} dt \quad (5.59)$$

$$M\pi_1 = (1 - IR)8760LF(1 - DL) \quad (5.4)$$

$$M\pi_2 = I[IR \cdot Depr - C(1 - IR)] \quad (5.5)$$

$$D(t) = \begin{cases} \alpha_D t + D_0 & \text{para } 0 \leq t \leq \bar{T} \\ \bar{D} & \text{para } \bar{T} < t \leq T \end{cases} \quad \text{onde } \bar{T} = \frac{\bar{D} - D_0}{\alpha_D} \quad (5.9)$$

Onde:

- $V$  = valor presente dos fluxos de operação do projeto;  
 $T$  = tempo de vida do projeto;  
 $\mu$  = taxa de desconto do projeto ajustada ao risco, usualmente o WACC do projeto;  
 $D_0$  = demanda adicional inicial proporcionada pelo projeto;  
 $\alpha_D$  = Taxa de crescimento da demanda;  
 $\bar{D}$  = Limite de capacidade da subestação ( MW)=  $D \cdot PF$   
 $\bar{T} = \frac{\bar{D} - D_0}{\alpha_D}$  = tempo a partir do qual a demanda do projeto passa a ser constante;

A substituição de (5.9) em (5.59) resulta nas equações (5.60) a (5.62).

$$V = (1 - IR) \cdot 8760 \cdot LF(1 - DL) \frac{RB_0}{E_0} \left\{ \int_0^{\bar{T}} D_0 e^{-(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)t} dt + \int_0^{\bar{T}} \alpha_D t e^{-(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)t} dt + \int_{\bar{T}}^T \bar{D} e^{-(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)t} e^{-\mu t} dt \right\}$$

$$+ \frac{I[IR \cdot Depr - C(1 - IR)]}{\mu} (1 - e^{-\mu T})$$

$$V = M_3 \frac{RB_0}{E_0} + M_2 \quad (5.60)$$

Onde:

$$M_3 = \frac{(1-IR)}{(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)} 8760 LF (1-DL) \left\{ \frac{\alpha_D}{(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)} \left[ 1 - e^{-(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)\bar{T}} \left( 1 + (\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)\bar{T} \right) \right] \right. \\ \left. + D_0 \left( 1 - e^{(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)\bar{T}} \right) + \bar{D} \left( e^{-(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)\bar{T}} - e^{-(\mu - \alpha_{RB} + \alpha_E)T} \right) \right\} \quad (5.61)$$

$$M_2 = \frac{I[IR \cdot Depr - C(1-IR)]}{\mu} (1 - e^{-\mu T}) \quad (5.62)$$

Com o objetivo de permitir apenas decisões de investimento positivas, foi assumido que

$$(\alpha_{RB}, \alpha_E) \leq \mu \quad (5.63)$$

### 5.3.2 Volatilidade do Projeto de Investimento

A abordagem adotada para estimar a volatilidade dos projetos de investimento em função do preço do serviço de distribuição esperado considera que o valor futuro dos fluxos de caixa do projeto evolui ao longo do tempo com um Movimento Geométrico Browniano (MGB), representado pela seguinte equação diferencial estocástica: (DIXIT e PINDYCK, 1994)

$$dV = \alpha_V V dt + \sigma_V V dz \quad (5.64)$$

Onde  $\alpha_V$  é a taxa *drift* ou tendência do valor do projeto e  $\sigma_V$  é a volatilidade do projeto, e  $dz$  é o incremento do processo de Wiener, definido como  $dz = \varepsilon_t \sqrt{dt}$ ,  $\varepsilon \approx N(0,1)$ , onde  $N(0,1)$  é a distribuição normal padrão.

Dividindo (5.64) por V

$$\frac{dV}{V} = \alpha_V dt + \sigma_V dz \quad (5.65)$$

o processo é transformado num MAB de variância

$$v \left( \frac{dV}{V} \right) = \sigma_V^2 dt \quad (5.66)$$

Assumindo que as variáveis aleatórias do projeto sejam a receita anual do serviço de distribuição ( $RB$ ) e a energia anual distribuída pela concessionária ( $E$ ) também evoluem com o tempo de acordo com um Movimento Geométrico Browniano (MGB), seus respectivos processos estocásticos são representados nas equações (5.67) e (5.68).

$$dRB = \alpha_{RB} RB dt + \sigma_{RB} RB dz_{RB} \quad (5.67)$$

onde  $\alpha_{RB}$  é a taxa *drift* e  $\sigma_{RB}$  é o parâmetro de volatilidade da receita anual do serviço de distribuição.  $dz_{RB}$  é o incremento do processo de Wiener  $z_{RB}$ .

$$dE = \alpha_E E dt + \sigma_E E dz_E \quad (5.68)$$

onde  $\alpha_E$  é a taxa *drift* e  $\sigma_E$  é o parâmetro de volatilidade da energia anual distribuída pela concessionária.  $dz_E$  é o incremento do processo de Wiener  $z_E$ .

Como o fluxo de caixa de operação do projeto depende de  $RB$  e  $E$ , o valor do projeto  $V(RB, E, t)$  pode ser obtido em função destas variáveis aleatórias.

Usando o Lema de Itô (POSTALI, 2007):

$$dV = V'_{RB} dRB + V'_E dE + \frac{1}{2} V''_{RBRB} (dRB)^2 + \frac{1}{2} V''_{EE} (dE)^2 + V''_{RBE} dRB dE + V'_i dt$$

Substituindo (5.67) e (5.68) e eliminando os termos em  $dt$  a partir da segunda ordem (pois  $dt$  é uma quantidade infinitesimal):

$$\begin{aligned} dV = & V'_{RB} (\alpha_{RB} RB dt + \sigma_{RB} RB dz_{RB}) + \frac{1}{2} V''_{RBRB} (2\alpha_{RB} RB^2 \sigma_{RB} dz_{RB} dt + \sigma_{RB}^2 RB^2 dz_{RB}^2) \\ & + V'_E (\alpha_E E dt + \sigma_E E dz_E) + \frac{1}{2} V''_{EE} (2\alpha_E \sigma_E E^2 dz_E dt + \sigma_E^2 E^2 dz_E^2) \\ & + V''_{RBE} (\alpha_{RB} RB dt \sigma_E E dz_E + \alpha_E E dt \sigma_{RB} RB dz_{RB} + \sigma_{RB} RB \sigma_E E dz_{RB} dz_E) + V'_i dt \end{aligned}$$

$$\text{Como } E[dz_{RB}]^2 = E[dz_E]^2 = dt \quad E[dz_{RB} dz_E] = \rho_{RB,E} dt$$

onde  $\rho_{RB,E}$  é o fator de correlação entre  $RB$  e  $E$ .

$$dV = V'_{RB} (\alpha_{RB} RB dt + \sigma_{RB} RB dz_{RB}) + \frac{1}{2} V''_{RBRB} (2\alpha_{RB} \sigma_{RB} RB^2 dz_{RB} dt + \sigma_{RB}^2 RB^2 dz_{RB}^2)$$

$$\begin{aligned}
 & + V'_E (\alpha_E Edt + \sigma_E Edz_E) + \frac{1}{2} V''_{EE} (2\alpha_E \sigma_E E^2 dz_E dt + \sigma_E^2 E^2 dt) \\
 & + V''_{RBE} (\alpha_{RB} RBdt \sigma_E Edz_E + \alpha_E Edt \sigma_{RB} RBdz_{RB} + \sigma_{RB} RB \sigma_E E \rho_{RB,E} dt) + V'_i dt \\
 \\
 dV & = V'_{RB} \alpha_{RB} RBdt + \frac{1}{2} V''_{RBRB} \sigma_{RB}^2 RB^2 dt + V'_E \alpha_E Edt + \frac{1}{2} V''_{EE} \sigma_E^2 E^2 dt \\
 & + V''_{RBRB} RB^2 \alpha_{RB} \sigma_{RB} dz_{RB} dt + V''_{EE} E^2 \alpha_E \sigma_E dz_E dt \\
 & + V''_{RBE} \sigma_{RB} \sigma_E RBE \rho_{RB,E} dt + V'_i dt + V'_{RB} \sigma_{RB} RBdz_{RB} + V'_E \sigma_E Edz_E \\
 \\
 dV & = \left( V'_{RB} \alpha_{RB} RB + V''_{RBRB} RB^2 \alpha_{RB} \sigma_{RB} dz_{RB} + \frac{1}{2} V''_{RBRB} RB^2 \sigma_{RB}^2 \right. \\
 & \quad \left. + V'_E \alpha_E E + V''_{EE} E^2 \alpha_E \sigma_E dz_E + \frac{1}{2} V''_{EE} E^2 \sigma_E^2 + V''_{RBE} \sigma_{RB} \sigma_E RBE \rho_{RB,E} + V'_i \right) dt \\
 & \quad + V'_{RB} \sigma_{RB} RBdz_{RB} + V'_E \sigma_E Edz_E \tag{5.69}
 \end{aligned}$$

Comparando (5.64) com (5.69)

$$\sigma_V = \frac{1}{V} (\sigma_{RB} RBV'_{RB} dz_{RB} + \sigma_E EV'_E dz_E) \tag{5.70}$$

De (5.66)

$$v \left( \frac{dV}{V} \right) = \sigma_V^2 dt$$

Elevando (5.70) ao quadrado:

$$\begin{aligned}
 \sigma_V^2 dt & = \left( \frac{1}{V} (\sigma_{RB} RBV'_{RB} dz_{RB} + \sigma_E EV'_E dz_E) \right)^2 \\
 \sigma_V^2 dt & = \frac{1}{V^2} (\sigma_{RB}^2 RB^2 (V'_{RB})^2 (dz_{RB})^2 + \sigma_E^2 E^2 (V'_E)^2 (dz_E)^2 + 2\sigma_{RB} RBV'_{RB} dz_{RB} \sigma_E EV'_E dz_E)
 \end{aligned}$$

A substituição de (5.65) e (5.66) em (5.67) resulta Itô (PRIMBS, 2010):

$$E[dz_{RB}]^2 = E[dz_E]^2 = dt$$

$$E[dz_{RB} dz_E] = \rho_{RB,E} dt$$

$$\sigma_V^2 dt = \frac{1}{V^2} (\sigma_{RB}^2 RB^2 (V'_{RB})^2 (dz_{RB})^2 + \sigma_E^2 E^2 (V'_E)^2 (dz_E)^2 + 2\sigma_{RB} \sigma_E RBEV'_{RB} V'_E dz_{RB} dz_E)$$

$$\sigma_V^2 dt = \frac{1}{V^2} \left( \sigma_{RB}^2 RB^2 (V'_{RB})^2 dt + \sigma_E^2 E^2 (V'_E)^2 dt + 2\sigma_{RB}\sigma_E RBEV'_{RB}V'_E \rho_{RB,E} dt \right)$$

$$\sigma_V = \frac{1}{V} \sqrt{\left( \sigma_{RB}^2 RB^2 (V'_{RB})^2 + \sigma_E^2 E^2 (V'_E)^2 + 2\sigma_E\sigma_{RB} RBEV'_{RB}V'_E \rho_{RB,E} \right)} \quad (5.71)$$

Quando o projeto inicia no ano  $t$  no futuro, seu valor presente é calculado pela equação (5.60).

$$V = M_3 \frac{RB}{E} + M_2 \quad (5.72)$$

$$V'_{RB} = \frac{M_3}{E} \quad (5.73)$$

$$V'_E = -\frac{M_3 RB}{E^2} \quad (5.74)$$

De (5.71)

$$\sigma_V = \frac{1}{V} \sqrt{\left( \sigma_{RB}^2 RB^2 \frac{M_3^2}{E^2} + \sigma_E^2 RB^2 \frac{M_3^2}{E^2} - 2\sigma_E\sigma_{RB} RBE \frac{RB}{E} \frac{M_3^2}{E^2} \rho_{RB,E} \right)}$$

$$\sigma_V = \frac{1}{V} M_3 \frac{RB}{E} \sqrt{\left( \sigma_{RB}^2 + \sigma_E^2 - 2\sigma_E\sigma_{RB} \rho_{RB,E} \right)}$$

Utilizando (5.56) e (4.77) para  $t=0$

$$\sigma_V = \frac{1}{V} M_3 \frac{RB_0}{E_0} \sqrt{\left( \sigma_{RB}^2 + \sigma_E^2 - 2\sigma_E\sigma_{RB} \rho_{RB,E} \right)} \quad (5.75)$$

A taxa drift do projeto pode ser calculada comparando (5.64) com (5.69).

$$\alpha_V = \frac{1}{V} \left( V'_{RB} \alpha_{RB} RB + V''_{RBRB} RB^2 \alpha_{RB} \sigma_{RB} dz_{RB} + \frac{1}{2} V''_{RBRB} RB^2 \sigma_{RB}^2 \right.$$

$$\left. + V'_E \alpha_E E + V''_{EE} E^2 \alpha_E \sigma_E dz_E + \frac{1}{2} V''_{EE} E^2 \sigma_E^2 + V''_{RBE} \sigma_{RB} \sigma_E RBE \rho_{RB,E} + V'_t \right) \quad (5.76)$$

Como no processo de Wiener:

$$E_0[dz_{RB}] = E_0[dz_E] = 0$$

$$E_0[\alpha_V] = \frac{1}{V} \left( V'_{RB} \alpha_{RB} RB + \frac{1}{2} V''_{RBRB} RB^2 \sigma_{RB}^2 \right)$$

$$\left. + V'_E \alpha_E E + \frac{1}{2} V''_{EE} E^2 \sigma_E^2 + V''_{RBE} \sigma_{RB} \sigma_E RBE \rho_{RB,E} + V'_t \right) \quad (5.77)$$

Quando o projeto inicia no ano  $t$  no futuro, seu valor presente é calculado pela equação (5.60).

$$V(t) = M_3 \frac{RB(t)}{E(t)} + M_2 \quad (5.72)$$

$$V'_{RB} = \frac{M_3}{E} \quad (5.73)$$

$$V'_E = -\frac{M_3 RB}{E^2} \quad (5.74)$$

$$V'_t = 0$$

$$V''_{RBRB} = 0$$

$$V''_{EE} = 2 \frac{M_3 RB}{E^3}$$

$$V''_{RBE} = -\frac{M_3}{E^2} \quad (5.78)$$

Aplicando (5.56) e (5.57) para  $t=0$  resulta:

$$E_0[\alpha_V] = \frac{1}{V} \left( \frac{M_3}{E} \alpha_{RB} RB - \frac{M_3}{E} RB \alpha_E E + \frac{M_3 RB}{E} \sigma_E^2 - \frac{M_3}{E^2} \sigma_{RB} \sigma_E RBE \rho_{RB,E} \right)$$

$$\alpha_V = \frac{M_3}{V} \frac{RB}{E_0} \left( \alpha_{RB} - \alpha_E + \sigma_E^2 - \sigma_{RB} \sigma_E \rho_{RB,E} \right) \quad (5.79)$$

### 5.3.3 Generalização da avaliação de projetos dependentes de várias variáveis estocásticas

A generalização do processo de avaliação de ativos que dependem de várias variáveis aleatórias, com abordagem baseada em neutralidade ao risco, foi desenvolvida inicialmente por Cox, Ingersoll, e Ross (1985) e complementada por Hull (2007).

Considere um projeto de investimento cujo valor  $V$  ao longo do tempo depende de  $n$  variáveis aleatórias  $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ . Cada variável considerada é representada por um MGB, cujos parâmetros dependem apenas de  $\theta_i$  e do tempo  $t$  e o processo de cada uma é expresso

por:

$$d\theta_i = \alpha_i \theta_i dt + \sigma_i \theta_i dz_i \quad (5.80)$$

$$\frac{d\theta_i}{\theta_i} = \alpha_i dt + \sigma_i dz_i \quad (5.81)$$

Onde :

$\theta_i$  = variável aleatória  $i$

$\alpha_i$  = taxa drift do MGB da variável  $i$

$\sigma_i$  = volatilidade do MGB da variável  $i$

$dz_i$  = processo de Wiener da variável  $i$

$\rho_{i,j}$  = correlação instantânea entre  $\theta_i$  e  $\theta_j$

Hull (2007) enfatiza que a variável  $\theta_i$  não necessita ser uma variável financeira. Por exemplo, o processo que a temperatura do centro de New Orleans não depende das preferências de risco de investidores, mas é possível que exista um preço de risco de mercado associado a esta variável devido ao relacionamento entre temperaturas e produção agrícola. Portanto, ao avaliar ativos dependentes de  $\theta_i$ , a taxa drift deve ser ajustada.

O valor do projeto também segue um MGB:

$$\frac{dV}{V} = \alpha_V dt + \sum_{i=1}^n \sigma_i dz_i \quad (5.82)$$

Onde  $\alpha_V$  é a taxa de retorno esperada para o projeto e  $\sigma_i dz_i$  é o componente de risco deste retorno atribuído a  $\theta_i$ .

$$\alpha_V - r_f = \sum_{i=1}^n \lambda_i \sigma_i \quad (5.83)$$

$\lambda_i$  é o prêmio de risco do mercado para  $\theta_i$  e  $r_f$  é a taxa livre de risco.

Conforme Primbs (2010), a expansão da série de Taylor para múltiplas variáveis representadas por um MGB, quando  $\theta \in \mathbb{R}^n$  é:

$$dV = V'_\theta dt + V''_{\theta\theta} d\theta + \frac{1}{2} V''_{\theta\theta} dt^2 + d\theta^T V''_{\theta\theta} dt + \frac{1}{2} d\theta^T V''_{\theta\theta} d\theta + \dots \quad (5.84)$$

Onde:

$$V'_\theta = [V'_{\theta_1}, \dots, V'_{\theta_n}] \quad (5.85)$$

$$V''_{\theta\theta} = \begin{bmatrix} V''_{\theta_1\theta_1} & \dots & V''_{\theta_1\theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ V''_{\theta_n\theta_1} & \dots & V''_{\theta_n\theta_n} \end{bmatrix} \quad (5.86)$$

$$d\theta^T V''_{\theta\theta} d\theta = \text{Tr}(d\theta^T V''_{\theta\theta} d\theta) = \text{Tr}(V''_{\theta\theta} d\theta d\theta^T) \quad (5.87)$$

Onde  $\text{Tr}(\cdot)$  é a soma dos elementos da diagonal da matriz

$$dV = \left[ V'_t + \alpha V'_\theta d\theta + \frac{1}{2} \text{Tr}(V''_{\theta\theta} d\theta \sigma \sum \theta^T) \right] dt + V'_\theta d\theta \sigma dz \quad (5.88)$$

Onde  $\alpha = \alpha(\theta, t)$  e  $\sigma = \sigma(\theta, t)$

$$\begin{aligned} dV &= \left[ V'_t + \sum_i \alpha_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} + \frac{1}{2} \text{Tr}(V''_{\theta\theta} d\theta \sigma \sum \theta^T) \right] dt + \sum_i \sigma_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} dz_{\theta_i} \\ d\theta^T V''_{\theta\theta} d\theta &= [\alpha_{\theta_1} dt + \alpha_{\theta_1} dz_{\theta_1} \quad \alpha_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2}] \cdot \begin{bmatrix} V''_{\theta_1\theta_1} & V''_{\theta_1\theta_2} \\ V''_{\theta_2\theta_1} & V''_{\theta_2\theta_2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha_{\theta_1} dt + \alpha_{\theta_1} dz_{\theta_1} \\ \alpha_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2} \end{bmatrix} \\ d\theta^T V''_{\theta\theta} d\theta &= [V''_{\theta_1\theta_1} (\alpha_{\theta_1} dt + \sigma_{\theta_1} dz_{\theta_1}) + V''_{\theta_2\theta_1} (\alpha_{\theta_1} dt + \sigma_{\theta_1} dz_{\theta_1}) \quad V''_{\theta_1\theta_2} (\alpha_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2}) + V''_{\theta_2\theta_2} (\alpha_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2})] \\ d\theta^T V''_{\theta\theta} d\theta &= (\alpha_{\theta_1} dt + \sigma_{\theta_1} dz_{\theta_1}) [V''_{\theta_1\theta_1} (\alpha_{\theta_1} dt + \sigma_{\theta_1} dz_{\theta_1}) + V''_{\theta_2\theta_1} (\alpha_{\theta_1} dt + \sigma_{\theta_1} dz_{\theta_1})] \\ &\quad + (\alpha_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2}) [V''_{\theta_1\theta_2} (\alpha_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2}) + V''_{\theta_2\theta_2} (\alpha_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2})] \\ d\theta^T V''_{\theta\theta} d\theta &= (V''_{\theta_1\theta_1} + V''_{\theta_2\theta_1}) (2\alpha_{\theta_1} \sigma_{\theta_1} dz_{\theta_1} dt + \sigma_{\theta_1}^2 dt) + (V''_{\theta_1\theta_2} + V''_{\theta_2\theta_2}) (2\alpha_{\theta_2} \sigma_{\theta_2} dz_{\theta_2} dt + \sigma_{\theta_2}^2 dt) \\ dV &= \sum_i V'_{\theta_i} d_{\theta_i} + \frac{1}{2} \sum_i V''_{\theta_i\theta_i} (d_{\theta_i})^2 + \sum_{i,j} V''_{\theta_i\theta_j} d_{\theta_i} d_{\theta_j} + V'_t dt \end{aligned}$$

Como  $dt$  é infinitesimal, foram considerados apenas os termos até  $dt$  na expansão de Taylor, ou seja,  $dt^2 = 0$ .

Substituindo  $d\theta_i = \alpha_i \theta_i dt + \sigma_i \theta_i dz_i$  e usando as propriedades dos processos de Wiener:

$$E[dz_{\theta_i}]^2 = dt \quad (5.89)$$

$$E[d\theta_i d\theta_j] = \rho_{\theta_i\theta_j} dt$$

$$(d_{\theta_i})^2 = (2\alpha_i \sigma_i \theta_i^2 dz_i + \sigma_i^2 \theta_i^2) dt$$

$$d_{\theta_i} d_{\theta_j} = (\alpha_i \theta_i dt + \sigma_i \theta_i dz_i) (\alpha_j \theta_j dt + \sigma_j \theta_j dz_j)$$

$$d_{\theta_i} d_{\theta_j} = (\alpha_i \theta_i \sigma_j \theta_j dz_j + \sigma_i \theta_i \alpha_j \theta_j dz_i + \rho_{\theta_i\theta_j} \sigma_i \theta_i \sigma_j \theta_j) dt$$

$$dV = \left( V'_t + \sum_i \alpha_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} + \right) dt + \sum_i \sigma_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} dz_{\theta_i} \quad (5.90)$$

$$\frac{1}{2} \sum_i V''_{\theta_i\theta_i} (2\alpha_i \sigma_i \theta_i^2 dz_i + \sigma_i^2 \theta_i^2) dt + \sum_{i,j} V''_{\theta_i\theta_j} (\alpha_i \theta_i \sigma_j \theta_j dz_j + \sigma_i \theta_i \alpha_j \theta_j dz_i + \rho_{\theta_i\theta_j} \sigma_i \theta_i \sigma_j \theta_j) dt$$

$$\frac{1}{2} \sum_i V''_{\theta_i} \left( 2\alpha_i \sigma_i \theta_i^2 dz_i + \sigma_i^2 \theta_i^2 \right) dt + \sum_{i,j} V''_{\theta_i \theta_j} \theta_i \theta_j \left( \alpha_i \sigma_j dz_j + \alpha_j \sigma_i dz_i + \rho_{\theta_i \theta_j} \sigma_i \sigma_j \right) dt$$

$$dV = \left( \frac{1}{2} \sum_i \sigma_{\theta_i}^2 \theta_i^2 V''_{\theta_i} + \sum_i \alpha_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} + \sum_i \alpha_{\theta_i} \sigma_{\theta_i} \theta_i^2 V''_{\theta_i} dz_{\theta_i} + V''_{\theta_i \theta_i} \rho_{\theta_i \theta_i} + V'_i \right) dt + \sum_i \sigma_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} dz_{\theta_i} \quad (5.91)$$

$$dV = \sum_i \alpha_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} dt + \frac{1}{2} \sum_i \left( 2\alpha_i \sigma_i \theta_i^2 dz_i + \sigma_i^2 \theta_i^2 \right) V''_{\theta_i} dt + \sum_{i,j} V''_{\theta_i \theta_j} d_{\theta_i} d_{\theta_j} + V'_i dt + \sum_i \sigma_{\theta_i} \theta_i V'_{\theta_i} dz_i$$

$$dV = \left[ V'_i + \sum_i \alpha_{\theta_i} V'_{\theta_i} + \frac{1}{2} \sum_i \sigma_i^2 V''_{\theta_i \theta_i} + \rho_{\theta_1 \theta_2} \sigma_{\theta_1} \sigma_{\theta_2} V''_{\theta_1 \theta_2} \right] dt + \sigma_{\theta_1} V'_{\theta_1} dz_1 + \sigma_{\theta_2} V'_{\theta_2} dz_2$$

$$dV = \left[ V'_i + \sum_i \alpha_{\theta_i} V'_{\theta_i} d_{\theta_i} + \frac{1}{2} \sum_{i,j} \sigma_{\theta_i}^2 V''_{\theta_i \theta_i} + \sum_{i,j} \rho_{\theta_i \theta_j} \sigma_{\theta_i} \sigma_{\theta_j} V''_{\theta_i \theta_j} \right] dt + \sum_i \sigma_{\theta_i} V'_{\theta_i} dz_{\theta_i}$$

O desenvolvimento da equação (5.83) resulta na seguinte equação:

$$\sum_i \theta_i V'_{\theta_i} d_{\theta_i} (\alpha_i - \lambda_i \sigma_i) + \frac{1}{2} \sum_{i,j} \rho_{\theta_i \theta_j} \sigma_i \sigma_j \theta_i \theta_j V''_{\theta_i \theta_j} + V'_i = r_f V$$

$$dV = \left[ V'_i + \sum_i \alpha_{\theta_i} V'_{\theta_i} d_{\theta_i} + \frac{1}{2} \sum_{i,j} \sigma_{\theta_i}^2 \theta_i^2 V''_{\theta_i \theta_i} + \rho_{\theta_i \theta_j} \sigma_{\theta_i} \sigma_{\theta_j} V''_{\theta_i \theta_j} \right] dt + \sum_i \sigma_{\theta_i} V'_{\theta_i} dz_{\theta_i} \quad (5.92)$$

$$E_0[\alpha_V] = \frac{1}{V} \left( \sum_i \theta_i \alpha_{\theta_i} V'_{\theta_i} + \frac{1}{2} \sum_i \theta_i^2 \sigma_{\theta_i}^2 V''_{\theta_i \theta_i} + V''_{RBE} \sigma_{RB} \sigma_E RBE \rho_{RB,E} + V'_i \right)$$

$$\frac{1}{2} \sum_{i,j} \rho_{i,j} \sigma_i \sigma_j \theta_i \theta_j V''_{\theta_i \theta_j} + \sum_i \theta_i V'_{\theta_i} (\alpha_i - \lambda_i \sigma_i) - r_f V + V'_i = 0 \quad (5.93)$$

Hull (2007) conclui que um ativo pode ser sempre avaliado como se o mundo fosse neutro ao risco, desde que seja usada a taxa drift modificada de cada variável subjacente  $(\alpha_i - \lambda_i \sigma_i)$  em vez de  $\alpha_i$ . A volatilidade das variáveis e o coeficiente de correlação entre as variáveis não se alteram. A metodologia é válida quando os fluxos de caixa do ativo no tempo  $T$  forem uma função das trajetórias seguidas pelas variáveis  $\theta_i$  até o tempo  $T$  ou quando eles dependerem apenas dos valores de  $\theta_i$  no tempo  $T$ .

## 5.4 Considerações Finais

Neste capítulo a opção de investimento no projeto foi modelada em tempo contínuo, com o objetivo de estudar o impacto das incertezas da receita regulatória e da energia anual distribuída pela concessionária no valor e no *timing* do projeto.

A Teoria de Opções Reais tem mostrado que a capacidade de adiar um investimento irreversível sob incerteza afeta profundamente a decisão de investir, alterando a regra do VPL tradicional e em decorrência a fundamentação teórica do modelo de investimentos neoclássico padrão. Segundo esta teoria, as decisões de investimentos devem ser representadas como opções e não como obrigações. Ao efetuar o investimento, o titular da opção de investir estará desistindo da oportunidade de esperar para ver como evoluirão as incertezas do projeto e utilizar esta informação para reavaliar a conveniência e o melhor momento para o exercício da opção. Se o valor do ativo aumentar, os retornos sobre o investimento crescerão, mas se o mercado se tornar adverso a empresa não precisa investir e perde apenas o valor gasto para obter a oportunidade de investimento. Portanto, a otimização do momento de exercício do investimento (*timing*) é crucial num ambiente de gerenciamento baseado no valor e o custo da opção de investimento deveria ser adicionado ao valor presente do projeto calculado com o método do Fluxo de Caixa Descontado.

Uma das diretrizes das políticas públicas de regulação do segmento de distribuição de energia elétrica é o estabelecimento um ambiente competitivo, favorável à prática de preços não monopolistas e à qualidade dos serviços prestados, com o objetivo de promover a eficiência econômica e o bem-estar social. Partindo da concepção em Guerra (2000), de que o objetivo fundamental da regulação é aproximar o mercado de sua condição de perfeita competitividade, torna-se necessária a incorporação da metodologia de Opções Reais na avaliação dos ativos de distribuição considerados no esquema de regulação econômica vigente.

## Estudo de Caso

*"In financial terms, a business strategy is much more like a series of options than it is like a series of static cash flows."*

*Timothy A. Luehrman*

### 6.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, será apresentado um estudo de viabilidade econômica da construção de uma subestação de distribuição pertencente ao sistema da EDP ESCELSA.

Os investimentos por demanda se originam pela obrigatoriedade de fornecer energia aos clientes da área de concessão das Distribuidoras, incluindo novos fornecimentos solicitados ou ampliação dos existentes e o atendimento ao crescimento da demanda, em pontos distintos da rede. Os projetos implementados por este conceito deverão incorporar os investimentos necessários para o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço, de acordo com a legislação vigente.

Visando avaliar os aspectos econômicos, não se valendo do caráter de obrigatoriedade dos investimentos, a metodologia proposta para análise de investimentos será aplicada à alternativa de investimento proposta.

## 6.2 A EDP ESCELSA

A Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – EDP ESCELSA foi a primeira concessionária de energia elétrica a ser privatizada no Brasil. A privatização da EDP ESCELSA ocorreu em julho de 1995, por meio de Leilão Público. Desde junho de 2002 a empresa é controlada pelo Grupo EDP, tornando-se subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A., a partir de 29 de abril de 2005.

A área de concessão de distribuição de energia elétrica da EDP ESCELSA, indicada pelos municípios coloridos da Figura 6.1, é de 41.372 km<sup>2</sup>, abrangendo 70 dos 78 municípios do estado do Espírito Santo, atendendo 1.305.534 consumidores cujo consumo anual de energia elétrica de 5,476 GWh representa um faturamento anual da ordem de R\$ 1,9 bilhão, conforme dados de maio de 2012 da Nota Técnica ANEEL 251/2012.



**Figura 6.1** – Área de concessão da EDP ESCELSA e da Empresa Luz e Força Santa Maria (Municípios na cor branca).

Em 17 de julho de 1995, foi assinado o Contrato de Concessão nº 001/95, firmado entre a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, e a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA.

As revisões periódicas da ESCELSA ocorreram em 1998, 2001, 2004, 2007 e 2010.

No período de 1995 a 2004, as tarifas de fornecimento de energia elétrica da ESCELSA para seus consumidores finais, foram reajustadas em 208,59%. Os resultados da revisão tarifária periódica da ESCELSA de 2004, apresentados na Resolução Homologatória 191/2004, eram provisórios, pois a validação da base de remuneração da empresa não havia sido concluída. Com a validação da base de remuneração da ESCELSA, foi possível concluir a primeira revisão tarifária da concessionária, cujos resultados, constam da Nota Técnica 218/2005, provocando uma diferença de R\$ 16.971.058,56, a ser incorporada à base econômica de 2006 (RA0) e gerando um efeito financeiro de R\$ 17.245.796,73. Considerando que a ESCELSA desverticalizou suas atividades de distribuição em atendimento ao Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, além de correções em 2005, foram feitas novas alterações em 2006 para a correta aplicação da sistemática de desverticalização, também utilizadas para outras concessionárias. Essas alterações resultaram em passivos econômicos e financeiros.

O reajuste da ESCELSA em 2005 foi alterado em atendimento à legislação superveniente e adequação da metodologia aplicada ao processo de desverticalização da concessionária. O reajuste de 2006 tomou por base os novos valores do reajuste de 2005 obtidos após as devidas compensações econômicas e financeiras necessárias e a desverticalização resultou em um ajuste econômico negativo no valor de R\$ 5.889.275,16 e um ajuste financeiro negativo no valor de R\$ 5.974.824,49 que foi diminuído da receita total da concessionária no reajuste de 2006.

Os resultados da Revisão Tarifária de 2007, com o estabelecimento do reposicionamento tarifário provisório de -6,92%, e Xe de 1,45%, constam na Resolução ANEEL 528/2007. Estes valores foram provisórios, em função dos aprimoramentos da metodologia da Empresa de Referência submetidos ao processo de Audiência Pública. A Resolução Homologatória nº 686, de 05 de agosto de 2008, publicou o resultado ainda provisório da Revisão Tarifária Periódica de 2007 da concessionária, aguardando a definição dos Custos Operacionais Eficientes, relativos à ESCELSA. O resultado definitivo da Revisão Tarifária de 2007 foi divulgado na Nota Técnica 240/2009, apresentando os percentuais recalculados de -6,44% para o reposicionamento tarifário e de 0,000% para o componente Xe do “Fator X”. Em consequência, o Reajuste Tarifário de 2008 foi recalculado em 2009 provocando Reajuste Tarifário da concessionária os respectivos ajustes de R\$ 9.185.651,71 na base tarifária econômica e de R\$ 9.151.665,08 como componente financeiro. Também foram considerados

os efeitos do cálculo definitivo da Revisão de 2007 no período de referência do IRT de 2008, como componente financeiro devidamente atualizado pelo IGP-M no valor de R\$ (21.161.509,43). Este valor já leva em conta o ajuste provisório realizado no reajuste de 2008.

Na revisão periódica de 2010 ainda foram consideradas as metodologias do segundo ciclo da ANEEL. Os detalhes do cálculo do reposicionamento tarifário e do Fator X constam das Notas Técnicas n. 148/2010 e 244/2010.

As Notas Técnicas 209/2011 e 251/2012 documentam os reajustes tarifários de 2011 e 2012.

### 6.3 Avaliação da Oportunidade de Investimento considerando a incerteza do Preço do Serviço de Distribuição

O município de Vila Velha têm seu atendimento realizado através das subestações Ibes, Paul e Vila Velha. Devido ao incremento de mercado previsto para a região, a alternativa apresentada para expansão da região inclui a construção da nova subestação 138/11,4 kV-20 MVA e 6 novos bay's de 15 kV, bem como a linha de transmissão Ibes – Itapoã em 138 kV, com 4,5 km, cabo 556,5, CD. A distribuidora tem um período de três anos no qual ela pode executar este investimento cujo valor presente do custo é de R\$ 12 milhões de reais.

O primeiro passo na abordagem de Opções Reais é a aplicação da abordagem do Fluxo de Caixa Descontado. Usando as equações (5.10) a (5.12) e os dados da Tabela 6.1, o valor presente esperado dos fluxos de caixa operacionais do projeto é R\$ 20.803.444,12.

O VPL do projeto é R\$ 8.803.444,12, indicando a viabilidade do investimento. Entretanto, o valor do projeto no futuro é incerto e se altera ao longo do tempo. Assim, o investimento deveria ser realizado apenas quando fosse justificado com base nas incertezas futuras. O fluxo de caixa descontado discreto do caso base encontra-se no Anexo C.

**Tabela 6.1 Caso Base do Projeto**

SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	VALOR
<i>I</i>	Investimento ( R\$ )	12.000.000
<i>T</i>	Tempo de vida econômica do projeto (Anos)	35
<i>Depr</i>	Taxa de depreciação linear	2,86%

$IR$	Taxa compreendendo imposto de renda e CSLL	34%
$\mu$	WACC do projeto (taxa contínua)	12%
$C$	OPEX (% do Investimento)	2%
$D$	Limite de capacidade da SE ( MVA)	25
$PF$	Fator de potência do projeto	0,93
$\bar{D}$	Limite de capacidade de demanda da SE ( MW)= $D \cdot PF$	23,28
$D_0$	Demanda adicional no ano 0 (MW)	1,25
$\alpha_D$	Taxa de crescimento da demanda	2,05
$\bar{T}$	Tempo para atingir o limite de capacidade da SE (anos )	10,76
$LF$	Fator de carga do projeto	0,52
$DL$	Perdas técnicas anuais	8%
$P_0$	Preço médio do serviço de distribuição no ano 0 (R\$/MWh)	66,88
$\alpha$	Taxa de variação do preço do serviço	0,281%
$r_D$	Taxa livre de risco ANEEL para o serviço de distribuição	3,34%
$r_f$	Taxa livre de risco em tempo contínuo = $\ln(1+r_D)$	3,29%
$\rho_{p,m}$	Correlação entre os retornos do índice IEE e o Ibovespa	0,7420
$\mu_m$	Retorno médio anual do Ibovespa	6,05%
$\sigma_m$	Volatilidade dos retornos do Ibovespa	0,27

\* US\$1 = R\$2,31

O próximo passo é a modelagem das incertezas do projeto. Os parâmetros para a modelagem da incerteza do preço do serviço de distribuição ao longo do tempo utilizando um movimento geométrico Browniano são o valor atual do preço médio, a taxa drift  $\alpha_p$  e a volatilidade do preço  $\sigma_p$ .

A evolução anual em termos reais do preço do serviço de distribuição e da Parcela B da receita de distribuição auferida pela empresa é apresentada na Figura 6.2. O ciclo de revisão da EDP ESCELSA tem três anos e o ano fiscal da concessionária inicia em Agosto. ANEEL (2010)

O preço do serviço de distribuição  $P(t)$  foi obtido aplicando a equação (5.3).

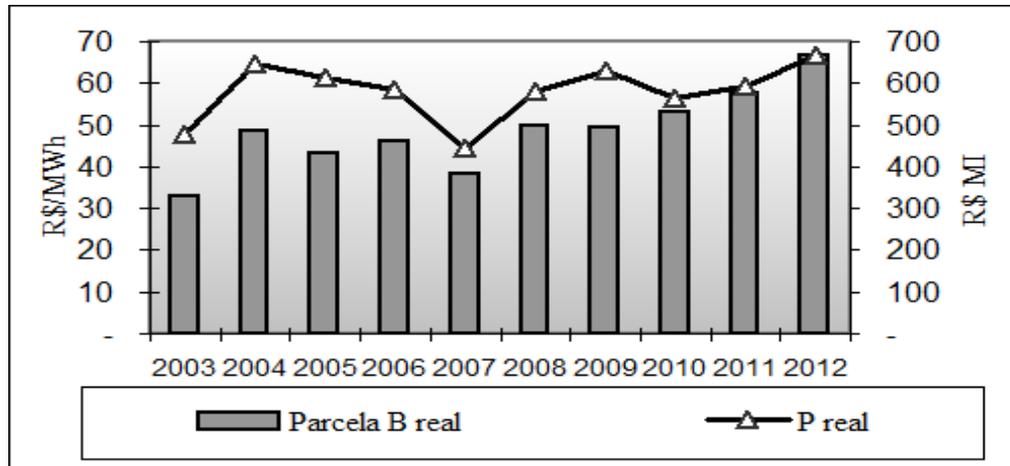


Figura 6.2 – Evolução da Parcela B e do preço do serviço de distribuição da EDP ESCELSA

A metodologia do processo de atualização tarifária estabelecida pela ANEEL tem evoluído nos últimos dos ciclos de revisão tarifária. As últimas Revisões Tarifárias Periódicas da empresa ocorreram em 2004, 2007 e 2010, mas seus resultados finais foram publicados somente em 2005, onde ocorreu a desverticalização dos serviços, e o resultado da revisão de 2007 saiu em 2009. A compensação dos resultados intermediários ocasionou impactos na Parcela B dos reajustes, distorcendo o comportamento característico do regime de regulação econômica *Price Cap*. Na revisão periódica de 2010 ainda foram consideradas as metodologias do segundo ciclo da ANEEL, o que prejudica a avaliação da ESCELSA sob o contexto vigente da regulação, que está em seu terceiro ciclo e que será aplicada apenas na próxima revisão periódica da concessionária, que ocorrerá apenas em 2013.

As receitas da Parcela B foram ajustadas pelo IGP-M (FGV), considerando agosto de 2012, o tempo  $t_0$  do projeto em análise, conforme ilustrado na Tabela 6.2.

A volatilidade  $\sigma_p$  foi obtida calculando o desvio padrão da série dos  $\ln(p(t)/p(t-1))$  no período de 2005-2010. O cálculo de  $\alpha_p$  envolveu as equações (5.25) e (5.30). O Índice de Energia Elétrica (IEE) da BM&F BOVESPA foi escolhido para calcular o prêmio de risco de mercado ( $\lambda=7,3174\%$ ) referente à incerteza do preço do serviço de distribuição. As séries dos retornos do IEE e do Ibovespa foram deflacionadas pelo IGP-DI (FGV) e se encontram no **Anexo B**.

Tabela 6.2 Parâmetros do MGB do preço do serviço de distribuição

Ano	RB R\$	E MWh	P R\$/MWh	$\Delta$ IGP-M	RB real R\$	P real R\$/MWh	dP R\$/MWh
2003	367.159.038	6.900.329	53,21	11,51%	329.256.125	47,72	-
2004	512.488.924	7.532.192	68,04	5,38%	486.333.382	64,57	30,2%
2005	440.104.675	7.081.085	62,15	1,39%	434.092.408	61,30	-5,2%
2006	479.071.260	7.878.309	60,81	4,00%	460.651.273	58,47	-5,9%
2007	439.546.072	8.616.012	51,02	15,12%	381.803.100	44,31	-27,1%
2008	493.721.870	8.566.285	57,64	-0,67%	497.049.800	58,02	13,7%
2009	524.899.907	7.850.739	66,86	5,79%	496.172.931	63,20	9,7%
2010	576.195.398	9.425.529	61,13	8,36%	531.760.514	56,42	-15,6%
2011	613.850.675	9.715.012	63,19	6,67%	575.443.688	59,23	-3,1%
2012	668.029.208	9.987.879	66,88	0,00%	668.029.208	66,88	5,9%
	$\lambda = \frac{\rho_{\theta,m}}{\sigma_m} (\mu_m - r)$	7,32%	MGB	$\alpha_p = (\alpha - \lambda \sigma_p) - \frac{\sigma_p^2}{2}$	$\alpha$	0,281%	
					$\alpha_p$ modificado	-2,381%	
					$\sigma_p$	16,888%	

Os resultados do cálculo da opção de investimento são mostrados na Tabela 6.3. Os parâmetros do MGB do projeto  $\alpha_v$  e  $\sigma_v$  foram calculados usando as equações (5.18) e (5.19).

Tabela 6.3 Resultados do cálculo da Opção de Investimento

PARÂMETRO	VALOR
$M_1$	316.171,15
$M_2$	(343.344,40)
$V$ (R\$)	20.803.444,12
$I$ (R\$)	12.000.000
$\tau$ Tempo de expiração da opção (anos)	3
$\alpha_v$ Taxa de crescimento do valor do projeto	-4,84%
$\sigma_v$ Volatilidade do valor do projeto	0,1717
$r_f$ Taxa livre de risco (a.a)	3,29%
$VPL$ (R\$)	8.803.444,12
$F$ Valor do projeto com flexibilidade (R\$)	8.803.444,12
$RO$ Prêmio Opção Real = $F - VPL$ (R\$)	0
$v^*$ Valor ótimo para investir no projeto (R\$)	12.000.000,00
$P^*$ Preço do serviço ótimo para investir (R\$/MWh)	39,04
$P_{NPV=0}$ Break-even: Preço de serviço (R\$/MWh)	39,04
$MU$ Markup sobre o preço para $VPL=0$	0%

Como a taxa de variação do valor do projeto na abordagem neutra ao risco ( $\alpha_v$ ) é negativa, o valor do projeto com incerteza decai com o tempo. Portanto, é melhor investir imediatamente e receber o valor de VPL. A Figura 6.3 não contém zona de espera. O valor presente de R\$ 20.803.444,12 está indicado por uma seta na figura e cruza a curva do VPL no valor R\$

8.803.444,12. O valor da opção real (OR) neste ponto é zero.

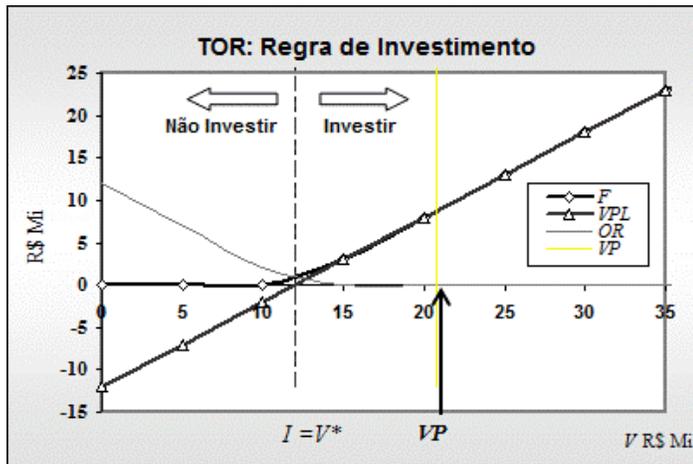


Figura 6.3 –Regra de decisão para investimento ótimo no caso base

O preço mínimo para um investimento viável aplicando a métrica do VPL, isto é, o preço do serviço de distribuição correspondente a um VPL zero, é 39,04 R\$/MWh e foi calculado com a equação (5.51) e é igual ao valor ótimo do preço do serviço de distribuição para investimento sob incerteza ( $p^*$ ) calculado pela equação (5.52). O *markup* sobre o preço ótimo avaliado com a abordagem tradicional, obtido com (5.53), é zero pois neste caso a estratégia de adiar o investimento não tem valor. O valor do preço do serviço de distribuição  $p_0=66,88$  R\$/MWh está indicado na Figura 6.4 através de uma seta. Para este preço o valor do VPL é R\$ 8.803.444,12.

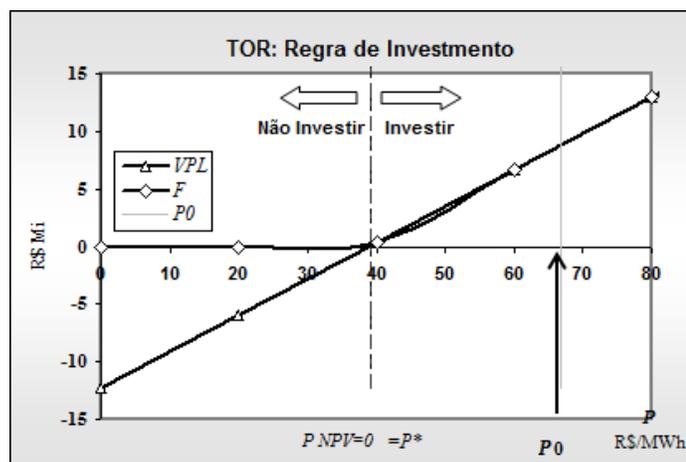


Figura 6.4 – Critério de investimento ótimo em termos do preço do serviço de distribuição

Quando uma distribuidora decide não investir imediatamente esperando retornos mais lucrativos investindo mais tarde, não implica que a empresa se comprometeu com o investimento. A distribuidora pode reconsiderar a sua decisão baseada nas informações futuras.

#### 6.4 Avaliação da Oportunidade de Investimento considerando as incertezas da Receita do Serviço de Distribuição e da energia distribuída pela concessionária

Nste estudo de caso, foram consideradas duas variáveis aleatórias: a Parcela B da receita anual definida pela ANEEL para a concessionária e a energia anual distribuída pela concessionária.

A Tabela 6.4 inclui os dados do caso base anteriormente analisado e os valores de  $RB$  e  $E$  para  $t=0$ , além da correlação entre  $RB$  e  $E$ .

**Tabela 6.4 Caso Base do Projeto sob incertezas  $RB$  e  $E$**

SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	VALOR
$I$	Investimento ( R\$ )	12.000.000
$T$	Tempo de vida econômica do projeto (Anos)	35
$Depr$	Taxa de depreciação linear	2,86%
$IR$	Taxa compreendendo imposto de renda e CSLL	34%
$\mu$	WACC do projeto (taxa contínua)	12%
$C$	OPEX (% do Investimento)	2%
$D$	Limite de capacidade da SE ( MVA)	25
$PF$	Fator de potência do projeto	0,93
$\bar{D}$	Limite de capacidade de demanda da SE ( MW)= $D \cdot PF$	23,28
$D_0$	Demanda adicional no ano 0 (MW)	1,25
$\alpha_D$	Taxa de crescimento da demanda	2,05
$\bar{T}$	Tempo para atingir o limite de capacidade da SE (anos )	10,76
$LF$	Fator de carga do projeto	0,52
$DL$	Perdas técnicas anuais	8%
$P_0$	Preço médio do serviço de distribuição no ano 0 (R\$/MWh)	66,88
$RB_0$	Receita do Serviço de Distribuição no ano 0 (R\$)	668.029.207,52
$E_0$	Energia distribuída pala concessionária no ano 0 (MWh)	9.987.879
$\alpha$	Taxa de variação do preço do serviço	0,281%
$r_D$	Taxa livre de risco ANEEL para o serviço de distribuição	3,34%

$r_f$	Taxa livre de risco em tempo contínuo = $\ln(1+r_d)$	3,29%
$\rho_{p,m}$	Correlação entre os retornos do índice IEE e o Ibovespa	0,7420
$\mu_m$	Retorno médio anual do Ibovespa	6,05%
$\sigma_m$	Volatilidade dos retornos do Ibovespa	0,27
$\rho_{RB,E}$	Correlação entre RB e E	0,16070

\* US\$1 = R\$2,31

Usando as equações (5.60) a (5.62) e os dados da Tabela 6.4, o valor presente esperado dos fluxos de caixa operacionais do projeto é R\$ 32.330.138,75. O VPL do projeto é 20.330.138,75, indicando a viabilidade do investimento.

A Tabela 6.5 apresenta os dados utilizados e os valores obtidos no cálculo dos parâmetros do MGB seguido por RB e E. Foi adotada a mesma metodologia do estudo anterior. As receitas da Parcela B foram ajustadas pelo IGP-M (FGV) considerando períodos anuais de agosto a julho do próximo ano.

As volatilidades  $\sigma_{RB}$  e  $\sigma_E$  foram obtidas calculando o desvio padrão da série dos  $\ln(p(t)/p(t-1))$  no período de 2004-2012. O cálculo de  $\alpha_{RB}$  e  $\alpha_E$  é similar ao de  $\alpha_p$ , que envolveu as equações (5.25) and (5-30).

Tabela 6.5 Parâmetros do MGB das variáveis aleatórias RB e E

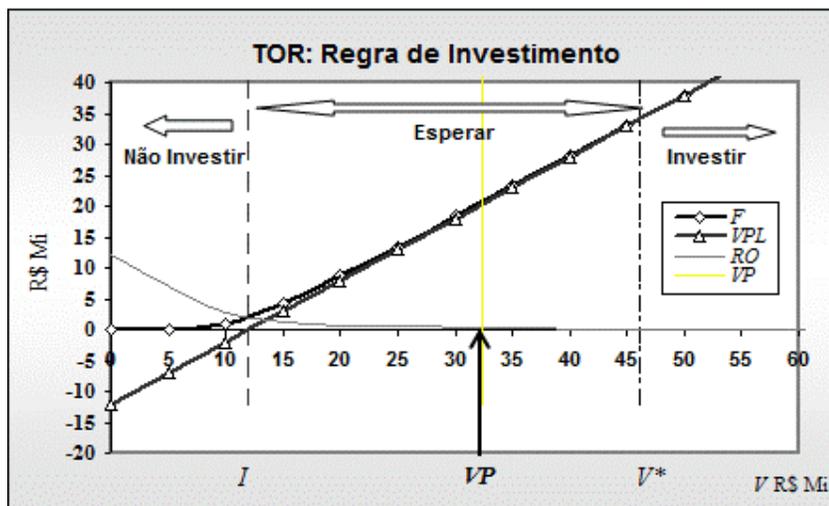
Ano	RB R\$	E MWh	P R\$/MWh	$\Delta$ IGP-M	RB real R\$	P real R\$/MWh	dRB real	dE real
2003	367.159.038	6.900.329	53,21	11,51%	329.256.125	47,72	-	-
2004	512.488.924	7.532.192	68,04	5,38%	486.333.382	64,57	39,0%	8,8%
2005	440.104.675	7.081.085	62,15	1,39%	434.092.408	61,30	-11,4%	-6,2%
2006	479.071.260	7.878.309	60,81	4,00%	460.651.273	58,47	5,9%	10,7%
2007	439.546.072	8.616.012	51,02	15,12%	381.803.100	44,31	-18,8%	9,0%
2008	493.721.870	8.566.285	57,64	-0,67%	497.049.800	58,02	26,4%	-0,6%
2009	524.899.907	7.850.739	66,86	5,79%	496.172.931	63,20	-0,2%	-8,7%
2010	576.195.398	9.425.529	61,13	8,36%	531.760.514	56,42	6,9%	18,3%
2011	613.850.675	9.715.012	63,19	6,67%	575.443.688	59,23	7,9%	3,0%
2012	668.029.208	9.987.379	66,88	0,00%	668.029.208	66,88	14,9%	2,8%
						$\alpha$	7,861%	4,109%
			MGB	$\alpha_p = (\alpha - \lambda\sigma_p) - \frac{\sigma_p^2}{2}$		$\alpha$ modificado	4,995%	3,118%
	$\lambda = \frac{\rho_{p,m}(\mu_m - r_f)}{\sigma_m} = 174\%$					$\sigma$	17,716%	8,547%

Os parâmetros e resultados do cálculo da opção de investimento estão ilustrados na Tabela 6.6. A volatilidade  $\sigma_v$  e a taxa drift  $\alpha_v$  do projeto foram calculadas usando as equações (5.75) e (5.79).

O valor do projeto considerando a opção de investimento foi obtido pela aproximação da solução de opções americanas proposta por Bjerksund e Stensland (2002). A sequência de calculos é apresentada nas equações (4-37) a (4-48).

**Tabela 6.6 Resultados do cálculo da Opção de Investimento**

PARÂMETRO	VALOR
$M_2$	(343.344,40)
$M_3$	488.509,76
$V$ (R\$ mi)	32.330.138,75
$I$ (R\$ mi)	12.000.000,00
$\tau$ Tempo de expiração da opção (anos)	3
$\alpha_v$ Taxa de crescimento do valor do projeto	2,3893%
$\sigma_v$ Volatilidade do valor do projeto	0,1859
$r_f$ Taxa livre de risco (a.a)	3,29%
VPL (R\$)	20.330.138,751
$F$ (R\$)	20.608.177,64
OR Premio Opção Real = $F - VPL$ (R\$)	278.038,89
$V^*$ Valor ótimo do projeto para investir (R\$)	46.149.367,79
Preço ótimo do serviço de distribuição (R\$/MWh)	95,17
Preço ótimo do serviço para VPL=0 (Break-even) utilizado na análise tradicional (R\$/MWh)	25,27
Markup sobre o preço ótimo para VPL=0	277%

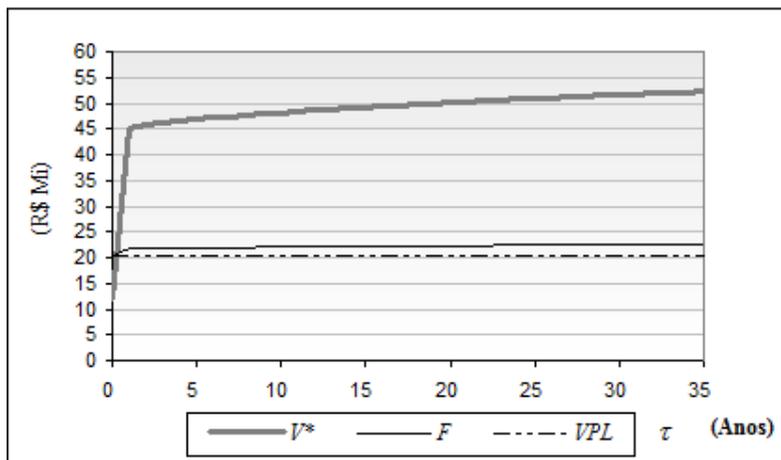


**Figura 6.5** –Regra de decisão para investimento ótimo no caso base considerando incertezas em RB e E

A Figura 6.5 confirma que a opção real cria um gatilho adicional que o projeto deve

exceder para justificar o investimento imediato no projeto. O valor ótimo do projeto para investimento sob incerteza ( $v^*$ ) de R\$ 46.149.367,79 obtido com a equação (5-41) é 142,7% maior que o valor presente do projeto de R\$ 32.330.138,75. Portanto, a estratégia ótima é esperar e utilizar o conjunto de informações futuras na tomada de decisão sobre o investimento.

Os resultados da análise da sensibilidade de  $v^*$  ao tempo de vida da opção ( $\tau$ ) apresentados na Figura 6.6 demonstram que a duração da opção de investimento agrega valor ao projeto.  $v^*$  é fortemente influenciado pelo intervalo de tempo no qual a empresa possui a flexibilidade de adiamento. Adicionalmente, o gatilho  $v^*$  é mais sensível a  $\tau$  do que o valor da opção ( $F$ ). Se  $\tau = 0$  os resultados para a abordagem de opções reais são os mesmos obtidos com a abordagem tradicional, isto é,  $V^*=I=R\$$  12 milhões e  $F=VPL= R\$$  20.330.138,75.



**Figura 6.6** – Sensibilidade de  $V^*$  em relação à duração da opção de investimento

O preço mínimo para um investimento viável aplicando a métrica do VPL, isto é, o preço do serviço de distribuição correspondente a um VPL zero, é 25,27 R\$/MWh e foi calculado com a equação (5.51). O valor ótimo do preço do serviço de distribuição para investimento sob incerteza ( $p^*$ ) foi calculado pela equação (5.52) e é 95,17 R\$/MWh. O *markup* sobre o preço ótimo avaliado com a abordagem tradicional, obtido com (5.53), é 277%. Como  $p_0=66,88$  R\$/MWh é menor que  $p^*$ , existe um benefício financeiro em adiar a decisão de investimento.

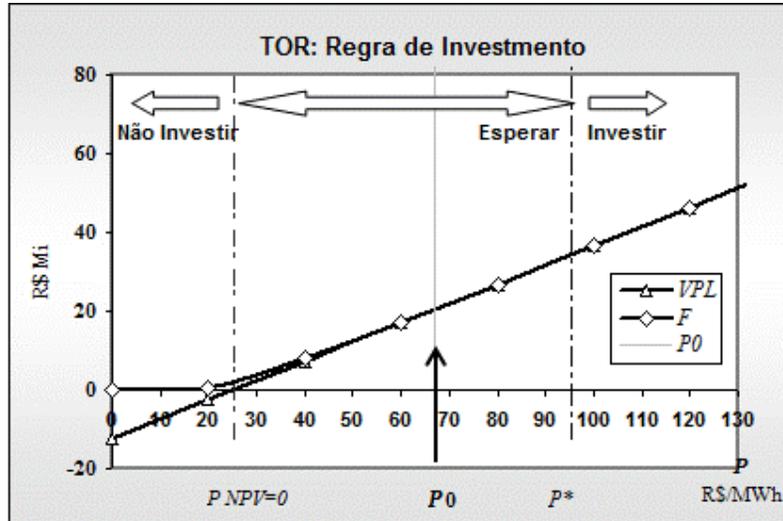


Figura 6.7 – Critério de investimento ótimo em termos do preço do serviço de distribuição

Quando uma distribuidora decide não investir imediatamente esperando retornos mais lucrativos investindo mais tarde, não implica que a empresa se comprometeu com o investimento. A distribuidora pode reconsiderar a sua decisão baseada nas informações futuras.

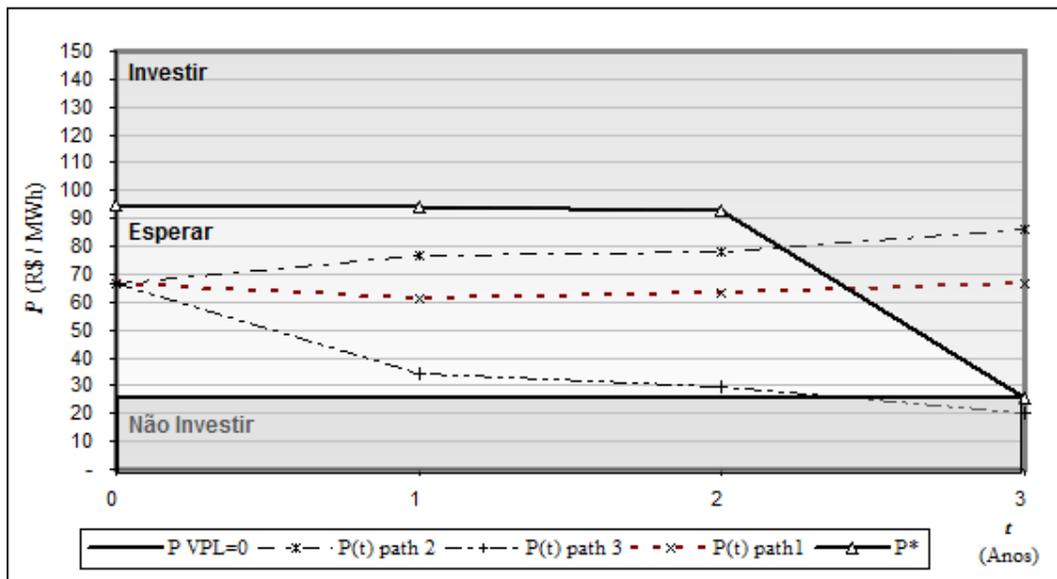


Figura 6.8 – Fronteira de exercício ótimo da opção de investimento

A Figura 6.8 mostra três trajetórias possíveis para o preço do serviço de distribuição e a fronteira de exercício ótimo da opção de investimento. O gatilho  $P^*$  é o preço crítico que otimiza o investimento imediato no projeto. Assim, a opção deve ser exercida quando o preço

do serviço de distribuição cruzar a linha da fronteira, como ocorre com a trajetória 1 e a trajetória 2, que indica que o investimento poderia ser feito no primeiro ano, quando  $t=1$ . A região escura do gráfico é a região de exercício da opção real de investimento e a região de espera compreende os valores de  $P(t)$  sob a curva de gatilho. Em  $t = \tau = 3$ , se a opção de investimento não foi exercida, a métrica do VPL é aplicada e o investimento é executado se  $P(t) \geq P_{NPV=0}$ . A trajetória 3 corta a linha de  $P$  para  $NPV=0$  e portanto não vale mais a pena investir. Este procedimento de análise pode ser aplicado para construir uma trajetória real calculando  $P$  a partir de  $PB$  e  $E$  obtidos da revisão periódica e nos reajuste tarifários futuros.

Copeland e Tufano (2004) alertam que o maior problema com as opções reais é que os gestores dos projetos nem sempre as exercem no tempo certo. Por isto é importante fornecer a eles a fronteira ótima de investimento para nortear as suas decisões. A Figura 6.9 mostra a trajetória real do preço do serviço de distribuição ocorrido desde a data da análise do investimento.

Como a irreversibilidade e a possibilidade de adiamento de decisões de investimento sob incerteza alteram a regra tradicional de investimento, é importante que no processo de precificação do serviço de distribuição, o custo da oportunidade de adiamento do investimento seja incluído como parte do custo total de uma unidade incremental de capital investida pela concessionária.

## 6.5 Considerações Finais

Um dos mais importantes tópicos de finanças corporativas é a formulação de estratégias de investimento ótimo. A decisão de investimento possui dois componentes: a decisão de alocação de capital (quanto investir) e a decisão de *timing* do investimento (quando investir). GRENADIER & WANG (2005)

Pindyck (2005) argumenta que apesar de as concessionárias de serviços públicos possuírem a obrigação contratual de servir — elas devem atender a solicitação de serviço emitida por qualquer consumidor em sua área de concessão, e portanto devem investir conformemente — estas empresas possuem flexibilidades gerenciais sobre o *timing* e a dimensão destes investimentos.

No atual contexto regulatório, as distribuidoras realmente não possuem muitas alternativas com respeito a investimentos, devendo servir dentro de certos padrões de qualidade. Entretanto, se uma oportunidade de investimento não estiver diretamente relacionada ao suprimento de uma nova carga, as concessionárias podem analisar a flexibilidade de adiamento, a qual pode implicar em multas. Quando isto não for possível, o preço do serviço deveria incluir o risco do investimento mandatório.

Analisando oportunidades de investimento à luz da incerteza e irreversibilidade, Dixit (1991) conclui que, como as despesas incorridas em investimentos são altamente sensíveis à fatores de risco diretamente ligados aos seus fluxos de caixa futuros, tais como as incertezas sobre preços e custos do serviço, se uma das metas da política macroeconômica for estimular o investimento, a estabilidade e a credibilidade podem ser mais importantes do que taxas de interesse ou de impostos.

Neste trabalho concluiu-se que a incerteza no preço regulado do serviço de distribuição exerce um considerável impacto na decisão de investimento, produzindo um efeito desincentivador, reforçando portanto a recomendação acima.

Partindo do princípio que “o ambiente regulatório define a evolução dos agentes setoriais”, Pedrosa (2005) observa que a confiabilidade, estabilidade e previsibilidade das decisões são condição para a consolidação do modelo regulatório, da atração de capitais e dos benefícios aos consumidores e adiciona:

“O respeito às decisões tomadas nos diversos cenários legais, ou seja, a gestão prudente e consistente das expectativas de todos os atores do desenvolvimento do setor elétrico, é condição fundamental para a estabilidade e evolução sadia do ambiente e dos agentes. Decisões não apenas de geradores, transmissores e distribuidoras, mas também de consumidores, em particular aqueles que fizeram importantes investimentos e que têm no custo da energia mais do que um fator de competitividade, uma condição de sobrevivência.”

A modelagem das incertezas regulatórias envolvidas no estabelecimento das tarifas de distribuição a serem aplicadas nas receitas geradas pelos investimentos analisados torna-se imprescindível, principalmente para o caso brasileiro onde as regras do setor elétrico ainda se encontram em constante mutação, além de viabilizar a determinação do risco regulatório

sobre o retorno do investimento, aumentando a eficácia da avaliação executada e proporcionando maior segurança aos investidores.

A incorporação das incertezas do projeto e das flexibilidades gerenciais através da Teoria de Opções Reais proporciona uma maior dimensão à análise de investimentos em distribuição de energia elétrica. As opções reais introduziram um novo paradigma na avaliação de ativos, modificando o comportamento da agregação de valor ao projeto.

O mais difundido resultado da Teoria de Opções Reais é que a irreversibilidade, a incerteza e a flexibilidade no tempo levam os investidores a esperar por valores do projeto ainda maiores do que os obtidos por metodologias tradicionais antes de tomar uma decisão de investimento. Portanto, a incorporação do custo de oportunidade da opção de adiamento ao modelo estático tradicional da distribuidora, considerado no arcabouço de precificação atual, proporciona uma recuperação do capital investido mais efetiva, renovando o incentivo ao investimento.

## Conclusão

### 7.1 Conclusões

O objetivo da análise econômica de projetos é maximizar o valor da empresa, sujeito às incertezas econômicas e técnicas, e considerando o grau de liberdade gerencial do projeto. Esse é um problema de otimização sob incerteza, que demanda algumas ferramentas mais sofisticadas do que as técnicas mais antigas.

A avaliação de opções financeiras forneceu o subsídio para a idéia de incorporar métodos de precificação de opções ao problema de avaliação de investimentos reais sob incerteza. Esses métodos adicionam o valor da flexibilidade gerencial à abordagem tradicional do Fluxo de Caixa Descontado e são conhecidos como Teoria das Opções Reais, para indicar o seu enfoque nas opções associadas aos ativos reais em vez de ativos financeiros.

Entretanto, apesar do seu apelo teórico, a complexidade matemática dos métodos de avaliação de opções reais tem limitado a utilização dessa abordagem. Os ativos subjacentes de opções financeiras são usualmente títulos do mercado, commodities, ou outros ativos financeiros que possuem características que facilitam a avaliação da opção. Essas características incluem preço de mercado, dados históricos, e um conhecimento razoável de suas distribuições probabilísticas, que permitem a modelagem de suas distribuições futuras com algum grau de confiança. Opções reais, por outro lado, são mais complexas porque os ativos reais que são seus ativos subjacentes usualmente não têm a maioria dessas características.

Outra fonte de complexidade é o alto grau de sofisticação matemática necessário para modelagem em tempo contínuo, geralmente além do domínio da maior parte dos profissionais. Mas, assim como ocorreu com o método do Fluxo de Caixa Descontado, a evolução contínua das ferramentas computacionais para automatizar as partes mais complicadas do processo e algum progresso relativo à teoria subjacente tendem a tornar o uso das técnicas de opções reais muito mais difundido.

É crescente o interesse acadêmico global sobre o comportamento dos modelos de regulação econômica sob incerteza. Principalmente devido ao fato de que estes modelos foram desenvolvidos considerando a metodologia tradicional na análise do equilíbrio econômico das empresas reguladas. É nesta questão que esta tese tenta contribuir incorporando na área de distribuição de energia a possibilidade de avaliar os investimentos sob a ótica de opções reais, representando um avanço na sinalização da oportunidade dos investimentos.

Existe a possibilidade de ocorrer um desestímulo ao investimento quando não se leva em conta o valor das opções na determinação de tarifas ou preços baseados em custos ou, mais especificamente, na remuneração do capital investido. Por exemplo, a presença de incertezas nos valores projetados no cálculo do fator  $X$  sugere que o valor da opção de investimento seja reconhecido como um custo deste investimento para calcular corretamente o ponto de *break-even*. A ideia consiste em precificar o risco que as concessionárias incorrem ao investir em um empreendimento sujeito a uma remuneração definida pelo órgão regulador, ou seja, as opções reais podem ser utilizadas como um precificador do risco regulatório. Nos casos em que a concessionária é obrigada a atender o consumidor, ou seja, a prover o acesso indiscriminado, é necessário quantificar o risco regulatório associado ao não provimento da receita necessária para viabilizar o investimento. Este cálculo pode ser conduzido utilizando a Teoria das Opções Reais

A modelagem das incertezas regulatórias envolvidas no estabelecimento das tarifas de distribuição a serem aplicadas nas receitas geradas pelos investimentos analisados torna-se imprescindível, principalmente para o caso brasileiro onde as regras do setor elétrico ainda se encontram em constante mutação, além de viabilizar a determinação do risco regulatório sobre o retorno do investimento, aumentando a eficácia da avaliação executada e proporcionando maior segurança aos investidores.

Neste trabalho, a Teoria das Opções Reais foi empregada no desenvolvimento de um modelo em tempo contínuo para análise de oportunidades de investimentos em distribuição com o objetivo de analisar o impacto do controle de preços sobre o valor e o *timing* do projeto. Na abordagem proposta, a opção de investimento foi utilizada como métrica do incentivo da concessionária em investir e a fronteira ótima de investimento foi traçada para orientar os gestores do projeto quanto ao melhor momento de realizar o investimento em função dos valores reais dos preços no futuro, sugerindo a melhor estratégia a ser adotada ao longo do tempo.

Para refletir o efeito do ambiente regulatório na remuneração das concessionárias foi analisada a incerteza do preço do serviço de distribuição, uma variável aleatória obtida pela divisão do valor da Parcela B pela energia total distribuída no mesmo ano. Em seguida, foi apresentado um modelo considerando a presença de duas variáveis aleatórias: o valor da Parcela B e o total anual de energia distribuída.

## **7.2 Temas para Futuros Desenvolvimentos**

A abordagem proposta pode ser utilizada na elaboração de modelos empregando os processos estocásticos adequados para análise do impacto dos custos operacionais, da remuneração do capital, da depreciação da base regulatória e da própria base regulatória de ativos. A introdução dessas variáveis aleatórias, com a devida análise de sensibilidade seria interessante para tornar mais preciso o cálculo das opções.

Explorar outros processos estocásticos para representar o viés do regulador. As mudanças bruscas de metodologia e de cenário político-econômico sugerem a agregação de processos de Poisson.

Avaliar o impacto da opção de investimento sobre o Fator X.

Modelar o problema de investimento contínuo em capacidade, tratando os múltiplos estágios como uma opção sequencial composta e traçando a fronteira global de investimento ótimo.

---

## Referências Bibliográficas

- AKERLOF, G. A. The market for lemons: Qualitative uncertainty and the market mechanism. *Quarterly journal of economics*, v. 84, p. 488-500, novembro de 1970.
- ALLEMAN, J.; NOAM, E. The new investment theory of real options and its implication for telecommunications economics. *Kluwer Academic Publishers*, 1999.
- AMRAM, M.; KULATILAKA, M. Real options: Managing strategic investments in an uncertainty world. *Harvard Business School Press*, Boston: 1999.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 191/2004, Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO,SRE, Brasília: 2004.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 204/2004, Resultado da primeira revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO,SRE, Brasília: 2004.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Tarifas de fornecimento de energia elétrica, *Cadernos Temáticos ANEEL*, Agência Nacional de energia Elétrica, Brasília: 2005.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 221/2005, Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais, Ciclo 2003-2005,SRE, Brasília: 2005.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica Complementar 233/2005, Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas s.a.: resultado finais, Ciclo 2003-2005,SRE, Brasília: 2005.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 206/2005. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais,SRE, Brasília: 2005.

- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica Complementar 233/2005. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais, SRE, Brasília: 2005.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 244/2005. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO,SRE, Brasília: 2006.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 206/2006. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais,SRE, Brasília: 2006.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 218/2006. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO,SRE, Brasília: 2006.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 233/2007. Resultado provisório da quarta revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais, Ciclo 2007-2010,SRE, Brasília: 2007.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 248/2007. Resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO,SRE, Brasília: 2007.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 218/2008. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais,SRE, Brasília: 2008.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 224/2008. Resultado provisório da quarta revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais, Ciclo 2007-2010,SRE, Brasília: 2008.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 237/2009. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO,SRE, Brasília: 2009.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 240/2009. Resultado provisório da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO, Brasília: 2000.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução normativa nº 338/2008. Metodologia do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 093/2009. Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Cemig Distribuição S.A. : Resultado definitivo, Ciclo 2007-2010,SRE, Brasília: 2009.

- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 240/2009. Resultado definitivo da quarta Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais, Ciclo 2007-2010, SRE, Brasília: 2009.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 265/2009. Reajuste tarifário anual da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A, SRE, Brasília: 2009.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 267/2009. Resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO, SRE, Brasília: 2009.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 284/2009. Reajuste tarifário anual da da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO, SRE, Brasília: 2009.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 244/2010. Resultado definitivo da quinta Revisão Tarifária Periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais, Ciclo 2007-2010, SRE, Brasília: 2010.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 253/2010. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO, SRE, Brasília: 2010.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 209/2011. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.: Resultado finais, SRE, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 293/2011. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 294/2011. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2.2 – Custos Operacionais, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 296/2011. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 297/2011. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2.4 – Custo de Capital, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 295/2011. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2,5 – Fator X, Brasília: 2011.

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 298/2011, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2.6 – Perdas de Energia, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 299/2011. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2.7 Outras Receitas, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 300/2011. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET aplicados ao terceiro ciclo de Revisão Tarifária, Submódulo 2.8 Geração Própria de Energia, Brasília: 2011.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 251/2012. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A, SRE , Brasília: 2012.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 255/2012. Resultado da terceira revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO. SRE, Brasília, 2012.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica 290/2012. Reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. SRE, Brasília: 2012.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste anual da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 319/2000. Publicada em 28/08/2000. Retificação no D.O de 30.08.2000, seção 1, p. 185, v. 138, n. 168-E. Brasília, 2000.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultados da revisão tarifária periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 320/2001. Publicada em 07/08/2001. Brasília, 2001.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. sistemática de reajustes das tarifas de fornecimento de energia elétrica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A - ESCELSA, em 2002 e 2003. Resolução 321/2001. Publicada em 07/08/2001. Brasília, 2001.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Terceira revisão tarifária periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 191/2004. Publicada em 06/08/2004. Brasília, 2004.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 221/2004. Publicada em 27/08/2004. Brasília, 2004.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 216/2004. publicada em 27/08/2004. Brasília, 2004.

- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado final da terceira revisão tarifária periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 157/2005, publicada em 01/08/2005, Retificação no D.O de 15.08.2005, seção 1, p. 47, v. 142, n. 142. Brasília, 2005.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA, Resolução 162/2005. Publicada em 05/08/2005. Retificação no D.O de 08.08.2005, seção 1, p. 55, v. 142, n. 151. Brasília, 2005.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 185/2005. Publicada em 26/08/2005. Brasília, 2005.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 363/2006. Publicada em 07/08/2006. Retificação no D.O de 17.08.2006, seção 1, p. 58, v. 143, n. 158. Brasília, 2006.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 371/2006. Publicada em 25/08/2006. Brasília, 2006.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado provisório da quarta revisão tarifária periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 528/2007, publicada em 07/08/2007. Retificação no D.O de 14.08.2007, seção 1, p. 321, v. 144, n. 156. Brasília, 2007.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 535/2007. Publicada em 21/08/2007. Brasília, 2007.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado provisório da quarta revisão tarifária periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 686/2008. Publicada em 07/08/2008. Brasília, 2008.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 687/2008. Publicada em 08/08/2008. Brasília, 2008.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 700/2008. Publicada em 27/08/2008. Brasília, 2008.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 701/2008. Publicada em 27/08/2008. Brasília, 2008.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado definitivo da quarta revisão tarifária periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 852/2009. Publicada em 07/08/2009. Brasília, 2009.

- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 854/2009. Publicada em 12/08/2009. Brasília, 2009.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 860/2009. Publicada em 04/08/2009. Brasília, 2009.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 874/2009. Publicada em 25/08/2009. Brasília, 2009.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resultado definitivo da quinta revisão tarifária periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 1039/2010. Publicada em 09/08/2010. Brasília, 2010.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO. Resolução 1049/2010. Publicada em 27/08/2010. Brasília, 2010.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Reajuste tarifário anual da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Resolução 1184/2011. Publicada em 05/08/2011. Brasília, 2011.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução Homologatória n.º 1326/2012 de 30 de julho de 2012. Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica, das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão com as transmissoras, referentes à Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA, bem como homologação das tarifas de suprimento da ESCELSA para a distribuidora Empresa Luz e Força Santa Maria S.A – ELFSM.
- ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução Homologatória n.º 1336/2012 de 21 de agosto de 2012. Alterada conforme retificação publicada no D.O. de 03.09.2012, seção 1, p. 134, v. 149, n. 171, referente aos quadros “C” e “F”, dos Anexos I, I-A e I-B.
- ARANGO, H. et al. Applying real options methodology to value electrical power quality projects, 0-7803-7671-4102R17.00 02002 *IEEE*, 2002.
- ARAUJO JR.; J. T. Regulação e concorrência em setores da infra-estrutura. *XVII Fórum Nacional, INAE-Instituto Nacional De Altos Estudos*. Rio de Janeiro, 2005.
- ARMSTRONG, M.; COWAN S.; VICKERS, J. Regulatory reform: economic analysis and British experience. *MIT Press*, 1994.
- AVERCH, H.; JOHNSON, L. Behavior of the firm under a regulatory constraint. *American Economic Review*, p. 1052-1069, 1962.
- BARRAQUAND, J.; MARTINEAU, D. Numerical valuation of high dimensional multivariate american securities. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, v. 30(3), p. 383-405, 1995.

- BACHELIER, L. 1900, Theory of speculation, republicado em P. Gootner (ed.), *The Random Character of Stock Market Prices*, MIT Press, Cambridge: 1964 .
- BANCO MUNDIAL. Utility regulation. Disponível em <http://rru.worldbank.org/Themes/UtilityRegulation/>> Capturado em 19/06/2007.
- BASTIAN-PINTO, C. L.; BRANDÃO, L. E.; HAHN, W. J. Flexibility as a source of value in the production of alternative fuels: The ethanol case. *Energy economics*, v. 31, i. 3, p. 335-510, 2009.
- BATISTA, P.; HAIAMA, E.; ESPIRITO SANTO, R. Electricity Sector: Tariff review proposals for next cycle released positive to distributors. *Pactical Brazil intraday notes*, Junho de 2006.
- BEESELEY, M.; LITTLECHILD, S. The regulation of privatized monopolies in the U. K. *Rand Journal of Economics*, v. 20, p. 454-472, agosto de 1989.
- BELLMAN, R. E. Dynamic programming. *Princeton University Press*. Princeton, New Jersey, 1957.
- BERRIDGE, S. J.; SCHUMACHER, J. M. an irregular grid approach for pricing high-dimensional american options. *Discussion paper 18*. Tilburg University, Center for Economic Research, 2004.
- BJERKSUND, P.; STENSLAND, G. Closed-form approximation of American options. *Scandinavian journal of management*, v. 9, p. 87-99, 1993.
- \_\_\_\_\_ Closed-form valuation of American options. *Working paper NHH*. Bergen Norway, 2002.
- BLACK, F.; SCHOLES, M. The Pricing of options and corporate liabilities, *Journal of political economy* 81, p. 637-659, 1973.
- BLANK, F. F.; BAIDYA, T. K. N.; DIAS, M. A. G. Private infrastructure investment through public private partnership: an application to a toll road. *Proceedings of the International annual Real Options Conference*, Junho de 2009.
- BOVESPA. Como atuar no Mercado de opções. *Publicação da Bolsa de Valores de São Paulo*, Maio de 2000.
- BOYLE, P. P. Options: A Monte Carlo approach. *Journal of financial economics*, v. 4, p. 323-338, 1977.
- \_\_\_\_\_ A lattice framework for option pricing with two state variables, *Journal of financial and quantitative analysis*, v. 23, p. 1-12, 1988.
- BOYLE, P. P.; BROADIE, M.; GLASSERMAN, P. Monte Carlo Methods for Security Pricing. *Journal of economic dynamics and control*, v. 21, p. 1267-1321, 1997.
- BOYLE, P. P.; EVNINE, J.; GIBBS, S. Numerical evaluation of multivariate contingent claims. *Review of financial studies*, v. 2, p. 241-250, 1989.

- BOYLE, G. W.; GUTHRIE, G. A. Payback and the value of waiting to invest. *Working paper SSRN*, University of Otago, Dunedin, N.Z., 1997.
- BRANDÃO, L. E.; DYER, J. S. Decision analysis and real options: A discrete time approach to real option valuation. *Operations research: Recent advances in decision making under uncertainty*, 2003.
- BRANDÃO, L. E.; DYER, J. S.; HAHN, W. J. Volatility estimation for stochastic project value models, *Working Paper*. Pepperdine University, 2010.
- BRANDÃO, L. E.; SARAIVA, E. Valuing government guarantees in toll road projects, *Proceedings of the International annual Real Options Conference*, Junho de 2008.
- BRANDÃO, M. C.; PAMPLONA, E. O.; ALBUQUERQUE, V. O. Controle em análise de investimento com uso de opções reais: uma aplicação no setor elétrico. *XXIX ENEGEP*, Outubro de 2009.
- BRASIL, H. G. Avaliação moderna de investimentos, *Qualitymark*, Rio de Janeiro, 2002.
- BRENNAN, M. J.; SCHWARTZ, E., F. The valuation of american put options. *Journal of finance*, v. 32(2), p. 449-462, 1977.
- \_\_\_\_\_ Finite difference methods and jump process arising in the pricing of contingent claims: A synthesis. *Journal of financial and quantitative analysis*, v. 13(3), p. 461-474, 1978.
- \_\_\_\_\_ Evaluating natural resource investments. *Journal of business*, v. 58(2), p. 135-157, 1985.
- BROADIE, M; GLASSERMAN, Pricing American–Style Securities Using Simulation, *Journal of economic dynamics and control*, v. 21, p. 1323–1352, 1997.
- \_\_\_\_\_ Enhanced monte carlo estimates for american option prices, *Journal of derivatives*, v. 5, p. 25–44, 1997.
- CAMINHA NORONHA et al. Optimal strategies for investment in generation of electric energy through real options. *X SEPOPE*, Florianópolis, 2006.
- CAMINHA NORONHA, J. C.; MARANGON LIMA, J. W.; FERREIRA, T. G. L. Análise de investimentos em geração hidráulica utilizando a teoria de opções reais. *V CBPE*, Brasília, 2006.
- CAMINHA NORONHA, J. C.; MARANGON LIMA, J. W. Transmission electric power investments analysis, *XI SEPOPE*, Belém do Pará, 2009.
- CAMINHA NORONHA, J. C., MARANGON LIMA, ALBUQUERQUE, V. A., Análise de investimentos em distribuição considerando a incerteza regulatória, *XV SEPEF*, São Paulo, outubro de 2009.
- CAMINHA NORONHA, J. C.; MARANGON LIMA, J. W.; LAMBERT TORRES, G. Brazilian power distribution investment under service price uncertainty: A real option analysis. *16th annual Real Options International Conference*, Londres, junho de 2012.

- CAMPBELL, J. Y.; LO, A. W.; MACKINLAY, A. C. The Econometrics of financial markets. *Princeton University Press*, New Jersey: 1997.
- CARRIÈRE, J. F. Valuation of early-exercise price of options using simulations and nonparametric regressions. *Insurance: Mathematics and economics*, v.19, p. 19–30, 1996.
- CARLSSON, C.; FULLER, R. Real option in fuzzy environment. *Proceedings of International Symposium of Hungarian Researchers on Computational Intelligence*, p. 67-77, Budapest, 2000.
- CASTRO, A. L. Avaliação de Investimento de Capital em projetos de geração termoelétrica no setor elétrico brasileiro usando teoria das opções reais. *Dissertação de Mestrado*. Dep. de Engenharia Industrial, PUC/Rio, abril de 2000.
- CASTRO, A. L.; TEIXEIRA, J. P.; MELO, A. C. G. Avaliação de Ativos de Geração Termelétrica e o Mercado Competitivo de Eletricidade no Brasil, *XXXI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Juiz de Fora, 1999.
- CLARK, E.; EASAW, J. Optimal access pricing for natural monopoly networks when costs are sunk and revenues are uncertain. *Working Paper*. Middlesex University Business School, 2003.
- CLÉMENT, E.; LAMBERTON, D.; PROTTER P. An analysis of a least squares regression method for american option pricing. *Finance and stochastics*, v. 6, p. 449-471, Springer-Verlag, 2002.
- CLEWLOW, L.; STRICKLAND, C. Implementing derivatives models, *John Wiley & Sons*, Nova York: 1998.
- CLEWLOW, L.; STRICKLAND, C.; KAMINSKI, V. Jumping the gaps. *Energy and power risk management magazine*, p. 26-27, dezembro de 2000.
- CLEWLOW, L.; STRICKLAND, C.; KAMINSKI, V. Extending mean-reversion jump diffusion. *Energy and power risk management magazine*, p. 30-31, Fevereiro de 2001.
- COOPERS & LYBRAND. Projeto de reestruturação do setor elétrico Brasileiro, *Relatório Consolidado Etapa IV-1*, junho de 1997.
- COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. Valuation: Measuring and managing the value at companies. *Editores Mc. Kinsey & Company*, 2ª Edição, 1994.
- COPELAND, T., ANTIKAROV, V. Opções Reais, *Ed. Campos*, Rio de Janeiro, 2002.
- COPELAND, T. E.; TUFANO, P. A real world way to manage real options. *Harvard Business Review*, 83(2), p. 90-99, março de 2004
- CORMAN, L. To wait or not to wait?, *CFO Magazine*, v. 13, maio de 1997.
- COSTA LIMA, G. A., Uma proposta de uso da teoria da preferência e das opções reais em projetos de exploração e produção de petróleo, *Tese de Doutorado*, Instituto de Geociências, Unicamp, 229 p, Campinas: Fevereiro de 2004.

- COSTA LIMA, G. A.; SUSLICK, S. B. Estimation of volatility of selected oil production projects, *Journal of petroleum science and engineering*, v. 54, p. 129-139, 2006.
- COWAN, S. Price cap regulation, *Swedish economic policy review*, v. 9, p. 167-188, 2002.
- COX, J. C.; INGERSOLL, J. E.; ROSS S. A. An intertemporal general equilibrium model of asset prices, *Econometrica*, v. 53, p. 363-384, 1985.
- COX, J.; ROSS S. The valuation of options for alternative stochastic process, *Journal of financial economics*, v. 3, p.145-166, 1976.
- COX, J., ROSS; S., RUBINSTEIN, M. Option pricing: A simplified approach, *Journal of financial economics*, v. 7, p. 229-263, 1979.
- COY, P. Exploiting uncertainty – The “real-options” revolution in decision-making, *Business week*, 7 de junho, p. 118-124, 1999.
- DAMODARAN, A. Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset, *John Wiley & Sons*, 2ª Edição, 2002.
- DAS, S. R. Poisson-Gaussian processes and the bond markets, *NBER Working paper*, 6631, 1998.
- DENG, S.; JOHNSON, B.; SOGOMONIAN, A. Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets, *Proceedings of the Chicago Risk Management Conference*, Chicago: 1998.
- DENG, S. Stochastic models of energy commodity prices and their applications: Mean-reversion with jump and spikes, *Working Paper PSERC*, p. 98-28, 1998.
- \_\_\_\_\_ Financial methods in competitive electricity markets, *Tese de Doutorado*, University of California, Berkeley: 2000.
- DENTON, M.; PALMER, A.; MASIELLO, R.; SKANTZE, P. Managing market risk in energy, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, no. 2, Maio de 2003.
- DIAS, M. A. G. Investimento sob incerteza em exploração de petróleo. *Dissertação de Mestrado*. Dep. Eng. Industrial, PUC-Rio, 470 p., Rio de Janeiro. agosto de 1996.
- \_\_\_\_\_ Opções reais híbridas com aplicações em petróleo, *Tese de Doutorado*, Departamento de engenharia Industrial, PUC-Rio, 490 p, Rio de Janeiro: Janeiro de 2005.
- DIAS, M. A. G.; ROCHA, K. M. C.; TEIXEIRA, J. P. The optimal investment scale and timing: a real option approach to oilfield development, *Proceedings of the 8th Annual International Conference on Real Options*, Junho de 1996.
- DIAS, M. A. G.; ROCHA, K. M. C. Petroleum concessions with extendible options using mean reversion with jumps to model oil prices, *3th Annual Real Options International Conference*. Wassenaar/Leiden, The Netherlands junho de 1999.
- DISMUKES, D. E., OSTROVER, S. A., Discussion of integration of price cap and yardstick competition schemes in electrical distribution regulation”, *IEEE Transaction Power Systems*, v. 16, p. 940-942, novembro de 2001.

- DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. Irreversible investment with price ceilings. *Journal of Political Economy*, v. 99(3), p. 541-57, junho de 1991.
- \_\_\_\_\_ Investment under uncertainty, *Princeton University Press*, Princeton, New Jersey, 1994.
- \_\_\_\_\_ Investimento sob incerteza, *Notas de Aula*, compiladas por BRANDÃO, L. E. PUC: 2000.
- \_\_\_\_\_ The options approach to capital investment, *Harvard Business Review*, v. 73, n. 1, p. 105-15, 1995.
- DOBBS, I. Intertemporal price cap regulation under uncertainty, *Economic Journal*, v. 114, p. 421-440, 2004.
- EINSTEIN, A. Investigations on the theory of the Brownian movement – Tradução de A. D. COWPER publicada em 1956, *Dover Publications Inc*, 1905
- EDP ESCELSA; POA 2007: Suprimento à distribuição da região de Vila Velha, *Relatório de Avaliação*, EDP ESCELSA/Vitória, 2007.
- ESTACHE, M. R.; PARDINA, RODRIGUEZ, J. M.; SEMBER, G. An introduction to financial and economic modeling for utility regulators. *Working Paper 3001*, World Bank Policy Research, março de 2003.
- ETHIER, R. valuing electricity assets in deregulated markets: A real options model with mean reversion and jump, *Working Paper*, Cornell University, Nova York, 1999.
- FAMA, R.; BARROS, L. A.; SILVEIRA, H. P., Conceito de taxa livre de risco e sua aplicação no CAPM – Um estudo exploratório para o mercado brasileiro. *II Encontro Brasileiro de Finanças*, 2002.
- FANG, J. H.; CHEN H.C. Uncertainties are better handled by fuzzy arithmetic. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 74, p. 1228-1233, 1990.
- FONTOURA C. F.; BRANDÃO, L. E.; GOMES, L. L. Modeling electricity prices in Brazil: Application in an elephant grass biomass power plant with switch option, *16th Annual Real Options International Conference*, Londres, Junho de 2012.
- GAMBA, A.; TRIGEORGIS L. A log-transformed binomial lattice extension for multi-dimensional option problems. *5th Annual International Conference on Real Options*, 2001.
- GARCIA, D. Convergence and biases of monte carlo estimates of american option prices using a parametric exercise rule, *Journal Of Economic Dynamics And Control*, 27, p. 1855–1879, 2003.
- GAZZI, L. M. P.; RAMOS, D. S. Decisão de investimentos em ambiente de incertezas integrada à análise de viabilidade de projetos de subtransmissão e distribuição, *XV Seminário de Planejamento Econômico Financeiro - SEPEF*, Outubro de 2009.
- GAZZI, L. M. P., RAMOS, D. S., Decisão de investimentos em ambiente de incertezas integrada à análise de viabilidade de projetos de subtransmissão e distribuição, *VIII*

- Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CLAGTEE*, 2009.
- GRENADIER, S. R.; WANG, N. Investment timing agency, and information, *NBER Working Paper series*, n. 11148, 2005.
- GUERRA, H. N. Opções reais como instrumento para a regulação econômica dos sistemas elétricos isolados da Amazonia *Tese de Doutorado*, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 439 p, Campinas: Agosto de 2000.
- HEDMAN, K.W.; FENG G.; SHEBLÈ, G. B. Overview of transmission expansion planning using real options analysis, *Power Symposium*, Proceedings of the 37th Annual North American, p. 97-502, 2005. Digital Object Identifier 10.1109/NAPS.2005.1560573
- HERTZ, D. B. Risk analysis in capital investment, *Harvard Business Review*, 1964, p. 95-106.
- HOLMS, J. Regulating network access prices under uncertainty and increasing competition - The case of telecommunications and local loop unbundling in the eu, *Dissertação de Mestrado*, Instituto de Economia - Universidade de Copenhagen, 2000.
- HORI, K.; MIZUNO, K. Access pricing and investment with stochastically growing demand, *International Journal of Industrial Organization*, 24, 795–808. 2006.
- HULL, J. C. Options, futures and other derivative securities, *Prentice Hall*, Englewood Cliffs, 1997.
- \_\_\_\_\_ Introdução aos mercados futuros e de opções, *BM&F/Cultura*, São Paulo:1994.
- \_\_\_\_\_ Options, futures and other derivatives, *Pearson Prentice Hall*, 6 ed., New Jersey: 2005.
- \_\_\_\_\_ A generalization of the risk-neutral valuation result, *Technical Note 20* in Options, futures and other derivatives, 7 ed., *Pearson Prentice Hall*, New Jersey: 2007.
- HULL, J. C.; WHITE, A. The use of control variate technique in option pricing, *Journal of Financial And Quantitative Analysis*, v. 23, p. 237-251, 1988.
- KASLOW, T.; PINDYCK, R. Valuing flexibility in utility planning, *The Electricity Journal*, v. 7, p. 60-5, 1994.
- KNIGHT, F. H. Risk, uncertainty and profit, *Hart Schaffner & Marx: Houghton Mifflin Company*, Boston: 1921. <http://www.econlib.org/library/Knight/knRUPCover.html>
- LITTLECHILD, S. Regulation of British telecommunications profitability, *HMSO*, Londres: 1983.
- LO, A. W.; MACKINLAY, C. A Non-Random Walk Down Wall Street, *Princeton University Press*, New Jersey:1999.
- LONGSTAFF, F. A.; SCHWARTZ, E. S. Valuing american options by simulation: A simple least-squares approach, *Review of financial studies*, v. 14(1), p. 113–147, 2001.

- MAJD, S.; MYERS, S. C. Abandonment value and project life, *Advances in Futures and Options Research*, v. 4, p. 1-21, 1990.
- MAJD, S., PINDYCK, R. Time to build, option value, and Investment Decisions, *Journal of Financial Economics*, v. 18, p. 7-27, 1987.
- MANTOVANI, A., Long run value stabilization in a real options perspective. *Working Paper*, Parma University Economics Department, Itália, 2009.
- MARANGON LIMA, J. W. ; CAMINHA NORONHA, J. C.; ARANGO, H.; SANTOS, P. E. S. Distribution pricing based on yardstick regulation, *IEEE Transaction Power Systems*, v.17, p. 198-204, ANEEL/Brasília, 2002.
- MARANGON LIMA, J. W.; CAMINHA NORONHA, J. C.; LEITE FERREIRA, T. G.; MIRANDA FILHO, J. Metodologia de análise de investimentos em distribuição utilizando opções reais no novo ambiente do setor elétrico brasileiro, *Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento*, Código ANEEL 0380-015/2003, ANEEL/Brasília, 2003.
- MARANGON LIMA, J. W.; CAMINHA NORONHA, J. C.; FERREIRA, T. G.; MIRANDA FILHO, J.; SANTOS, P. E. S. Investimentos em distribuição: Uso de opções reais no novo paradigma criado pela Lei 10848/04, *XVI Seminário Nacional de Distribuição*, Brasília 2004.
- MARANGON LIMA, J. W.; SANTOS, P.E.S.; CAMINHA NORONHA, J. C.; DOMINGOS SÉ, F. E.; MARANGON, L. M.; MIRANDA FILHO, J. Investimento em distribuição considerando risco regulatório, *Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento*, Código ANEEL 0405-009/2006, ANEEL/Brasília, 2006.
- MARANGON LIMA, J. W.; CAMINHA NORONHA, J. C.; SANTOS, P. E. S.; DOMINGOS SÉ, F. E.; MARANGON, L. M.; MIRANDA FILHO, J. Análise de Investimentos em Distribuição considerando o Ambiente Regulatório e utilizando a Teoria de Opções Reais, *XVII Seminário Nacional de Distribuição*, Belo Horizonte, 2006.
- MARANGON LIMA, J. W.; DOMINGOS SÉ, F. E.; SANTOS, P. E. S.; LEITE FERREIRA, T. G.; CAMINHA NORONHA, J. C.; STORCK, M. C. F.; MIRANDA FILHO, J. Modificações na metodologia do xe e seus impactos nas receitas das distribuidoras. *XVII Seminário Nacional de Distribuição*, Belo Horizonte, 2006.
- MARTINS, G. B. Um modelo de opções reais com estratégias de entrada e saída e com investimento incerto, sequencial e com tempo de construção. *Dissertação de Mestrado*. IPE/USP, São Paulo, agosto de 2003.
- MARTZOUKOS, S. H.; TEPLITZ-SEMBITZKY, H. Optimal timing of transmission line investments in the face of uncertain demand: An option valuation approach, *Energy Economics*, v. 14, p. 3-10, janeiro de 1992.
- McDONALD, R. L.; SIEGEL, D. R. Investment and the valuation of firms when there is an option to shut down, *International Economic Review*, v. 26, n. 2, p. 331-349, junho de 1985.
- McDONALD, R. L.; SIEGEL, D. R. The value of waiting to invest, *Quarterly Journal of Economics*, v. 101, p. 707-727, 1986.

- MELO, A. C. G., GORENSTEIN, B. G., REIS, M. S., MATOS, A. e CASTRO, A. L., Avaliação econômico-financeira de projetos de expansão do setor elétrico – um enfoque empresarial. *SNPTEE*, 1997.
- MERTON, R. C. The theory of rational option pricing. *Bell Journal of Economics and Management Science*, v. 4, p. 141-183, 1973.
- \_\_\_\_\_ Option pricing when underlying stock returns are discontinuous. *Journal of Financial Economics*, v. 3, p. 125-144, 1976.
- MIRANDA FILHO, J. F. Metodologia de análise de investimentos em distribuição utilizando opções reais no novo ambiente do setor elétrico brasileiro. *Dissertação de Mestrado*. Dep. de Eng. Elétrica, UNIFEI, 156 p., Itajubá, setembro de 2005.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *American Economic Review*, v. 48 (3), p. 261-297, 1958.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. Corporate income taxes and cost of capital: A correction. *American Economic Review*, 53, p. 433-443, 1963.
- MONTEIRO, R. C. Contribuições da abordagem de avaliação de opções reais em ambientes econômicos de grande volatilidade – uma ênfase no cenário latino-americano. *Dissertação de Mestrado*, FEA/USP/São Paulo, 200 p., agosto de 2003.
- MOREIRA, A. R. B.; ROCHA, K.; DAVID, P. A. M. *Texto para discussão*, IPEA, Rio de Janeiro, 2003.
- MORETTO, M.; VALBONESI, P. Regulating local public utilities by profit-sharing, *Royal Economic Society Annual Conference*, 2002, v. 143, 2004.
- MORETTO, M.; VALBONESI, P. Opting-out in profit-sharing regulation, *EconWPA*, 0403001, 2004.
- MUN, J. Real options analysis, *John Wiley & Sons*, Hoboken: 2002.
- MYERS, S. C. Determinants of corporate borrowing. *Journal of Financial Economics*, v. 5, p. 147-175, 1977.
- OZORIO, L.; BASTIAN-PINTO, C.; BRANDAO, L. E. The choice of stochastic process in real option valuation, *16th Annual Real Options International Conference*, Londres, junho de 2012.
- PANTEGHINI, P. M.; SCARPA, C. Incentives to (irreversible) investments under different regulatory regimes, *International Tax and Public Finance*, v. 10, p. 403-418, 2001.
- PANTEGHINI, P. M.; SCARPA, C. The distributional efficiency of alternative regulatory regimes: A real option approach, *Springer*, v. 10(4), p. 403-418, agosto de 2003.
- PANTEGHINI, P. M.; SCARPA, C. Irreversible investments and regulatory risk. *CES-Info Working Paper*, v. 934, 2003.
- PEDROSA, P. J. B. M. Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos. *ANEEL*, Brasília: 2005.

- PINDYCK, R. Declaration to the Federal Communication Commission Pricing in the matter of review of the commission's ruling regarding the pricing of unbundled. WC Docket No. 03-173 Network elements and the resale of service by incumbent local exchange carriers. 2003.
- PINDYCK, R. Mandatory unbundling and irreversible investment in telecom networks. *Sloan School of Management, MIT Working Paper*, 2004.
- PINDYCK, R. Pricing capital under mandatory unbundling and facilities sharing. *Sloan School of Management, MIT Working Paper*, 2005.
- PIRES, J. C. L.; PICCINI, M. S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro. *Texto para Discussão*, v. 64, BNDES, Rio de Janeiro: Julho de 1998.
- \_\_\_\_\_ A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. In GIAMBIAGI, F. e MOREIRA, M. M.: *A economia brasileira nos anos 90*. Rio de Janeiro, BNDES, 1999.
- PORTER, M. E. Competitive strategy. *Free Press*, New York, 1980.
- \_\_\_\_\_ Vantagem competitiva. *Elsevier*, São Paulo, 1990.
- \_\_\_\_\_ Towards a dynamic theory of strategy. *Strategic Management Journal*, v. 12, p. 95-117, 1991.
- \_\_\_\_\_ Capital disadvantage: America's failing capital investment system. *Harvard Business Review*, Sep./Oct., p. 65-82, 1992.
- POSSAS, M. L.; PONDE, J. L.; FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infraestrutura no Brasil: Elementos para um quadro conceitual. In: *Infraestrutura: Perspectivas de reorganização*, IPEA, Rio de Janeiro, 1997.
- POSTALI, F. A. S. The brazilian fiscal system and the decision to invest in petroleum reserves. *11th Annual Real Options International Conference*, Berkeley, 2007.
- PRIMBS, J. A. The factor approach to derivate pricing: The big picture in a little book. *Stanford University ebook*, 2010, disponível em <<http://www.stanford.edu/~japrimbs/Publications/FEbook1MAIN.pdf>>.
- RAMANATHAN, B.; VARADAN, S. Analysis of transmission investments using real options. *Power Systems Conference and Exposition*, p. 266-273, novembro de 2006. Digital Object Identifier: 10.1109/PSCE.2006.296318.
- REES, R.; VICKERS, J. RPI-X price-cap regulation. In: BISHOP, M.; KAY, J.; MAYER, C. The regulatory challenge, *Oxford University Press*, 1995.
- RENDLEMAN, R. J.; BARTTER, B. J. Two state option pricing, *Journal of Finance*, v. 34, p. 1093-1110, 1979.
- ROQUES, F.; SAVVA, N. Impact of a price cap on investment in an oligopolistic industry with stochastic demand and time-to-build: Application to electricity markets. *Judge Business School Research Paper*, University of Cambridge: 2006.

- ROQUES, F.; SAVVA, N. Irreversible investment with price ceilings in oligopolies. *Journal of Economics Dynamics & Control*, v. 32, p. 507-524, fevereiro de 2009.
- ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. Administração financeira. *Editora Atlas*, São Paulo, 2002.
- RUDNICK, H.; DONOSO, J. A. Integration of Price Cap and Yardstick competition schemes in electrical distribution regulation. *IEEE Trans. Power Systems*, v. 15, p. 1428-1433, novembro de 2000.
- SALAZAR, H.; LIU, C. C.; CHU, R. F. Decision analysis of merchant transmission investment by perpetual options theory, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, agosto de 2007.
- \_\_\_\_\_ Risk calculation of an economic transmission project using Kolmogorov equations. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, agosto de 2008.
- SALINGER, M. Regulating prices to equal forward looking costs: cost based prices or price based costs? *Journal of Regulatory Economics*, v. 14, p. 149-163, 1998.
- SAMUELSON, P. Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly, *Industrial Management Review*, v. 6, p. 41-49, 1965.
- SANTOS, E. M. Um Estudo sobre a Teoria das Opções Reais Aplicada à Análise de Investimentos em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), *Dissertação de Mestrado – Dep. de Eng. de Produção, EFEI/Itajubá*, 138p, Novembro de 2001.
- SANTOS, P. E. S.; FERREIRA, T. G. L.; MARANGON LIMA, J. W. A Formação do fluxo de caixa de investimentos em distribuição, no atual contexto regulatório brasileiro, *XII Seminário de Planejamento Econômico Financeiro*, Recife, 2004.
- SAVVA, N., Price ceilings with time-to-build, *Judge Business School Research Paper*, University of Cambridge: 2007.
- SCHWARTZ, E. S. The stochastic behaviour of commodity prices: Implications for valuation and hedging. *Journal of Finance*, v.52(3), p. 922–973.
- SHARPE, W. Asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk, *Journal of Finance*, v. 19, p. 425-442, 1964.
- SIRTAINE, S. et al. How profitable are infrastructure concessions in Latin America: Empirical evidence and regulatory implications, *World Bank Group*, Agosto de 2004.
- SMALL, J.P.; ERGAS, H. The rental cost of sunk and regulated capital. *Econometrics Working Papers 9908*, Department of Economics, University of Victoria, 1999.
- TEOH, C. C.; SHEBLÈ, G. B. Lattice method of real option analysis - solving the curse of dimensionality and strategic planning, *IEEE Power Tech 2007*, Lausanne: Julho de 2007.
- TILLEY, J., Valuing American options in a path simulation model. *Transaction of the Society of Actuaries*, v. 45, p. 83-104, 1993.

- TOURINHO, O. The option value of reserves of natural resources, *Working Paper*, University of California, Berkeley: 1979.
- TOZZINI, S., As consequências da regulação econômica sobre as estratégias empresariais das concessionárias de distribuição de energia elétrica - Brasil, *Tese de Doutorado*, Programa Interunidades da Pós-Graduação em Energia, USP/São Paulo, 263 p, Agosto de 2006.
- TRIANANTIS, A. J.; BORISON, A. Real options: State of the practice. *Journal of Applied Corporate Finance*, summer, p.8-24, 2001.
- TRIGEORGIS, L. A log-transformed binomial numerical analysis method for valuing complex multi-option investment. *Journal of Financial and Quantitative Analysis.*, p. 309-326, 1991.
- \_\_\_\_\_ Real options and interactions with financial flexibility. *Financial Management*, p. 202-224, 1993
- \_\_\_\_\_ The nature of options interactions and the valuation of investment with multiple real options. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, v. 28, p. 202-224, 1993.
- \_\_\_\_\_ Real options in capital investment: models, strategies and applications. Westport: Praeger. 1995.
- \_\_\_\_\_ Real options in capital investment: models, strategies and applications. *MIT Press*, 1996.
- VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON, J. E. Economics of regulation and antitrust. *MIT Press*, 1996.
- VOLGESANG, I., Incentive regulation, investment and technological change. *CESifo Working Paper*, 2010.

**Codificação de funções para cálculo de  $V^*$  e  $F$** 

Neste trabalho é utilizada a aproximação da solução de opções americanas proposta por Bjerksund e Stensland (2002) evoluída a partir do trabalho dos autores em 1993. A sequência de calculos é apresentada nas equações (5-37) a (5-48).

Os argumentos das funções BjerkScrit e BjerkCall são:

$V$  = Valor presente do Projeto (R\$)

$I$  = Valor do investimento no projeto (R\$)

$r$  = valor da taxa livre de risco;

alfa = valor de  $\alpha_v$  = Taxa drift do MGB do valor do projeto onde  $0 < \alpha_v < r$

sigma = valor de  $\sigma_v$  = Volatilidade do valor do projeto

$T$  = valor do tempo de vida da opção de investimento no projeto

BjerkPhi é uma função de apoio e BlackScholes calcula o valor da *call* européia.

```
Public Function BjerkCall(V, I, r, alfa, sigma, T)
If (T > 0) Then
  If (alfa < 0) Then
    'V value will decree in the future
    'optimal decision is immediate investment case V > I
    BjerkCall = 0
    If (V > I) Then
      BjerkCall = V - I
    End If
  Else
    Beta = (0.5 - alfa / (sigma * sigma)) + Sqr((alfa / (sigma * sigma) -
0.5) ^ 2 + 2 * r / (sigma * sigma)) 'eqn 5-37
    If Beta <= 1 Then
      MsgBox " BjerkCall: Beta <=1 contraria suposição de Bjerksund"
      MsgBox "BjerkCall Beta=" & Format(Beta, "0.0000")
    End If
    'Calculo de V*
    'Eq 5-38
    B_inf = (Beta / (Beta - 1)) * I
    'Eq 5-39
```

```

B0 = (r / (r - alfa)) * I
If I > B0 Then
    B0 = I
End If
'Eq 5-40
H = -(alfa * T + 2 * sigma * Sqr(T)) * (I * I / ((B_inf - B0) * B0))
Vcrit = B0 + (B_inf - B0) * (1 - Exp(H))
If (V < Vcrit) Then
    A = (Vcrit - I) / (Vcrit ^ Beta) 'eq 5-43
    'Quando é melhor esperar até o gatilho ótimo
    'calcula valor da opção call eq (5-44)
    tmp1 = A * V ^ Beta
    tmp2 = A * BjerckPhi(V, T, Beta, Vcrit, Vcrit, sigma, r, alfa)
    tmp3 = BjerckPhi(V, T, 1, Vcrit, Vcrit, sigma, r, alfa)
    tmp4 = BjerckPhi(V, T, 1, I, Vcrit, sigma, r, alfa)
    tmp5 = I * BjerckPhi(V, T, 0, Vcrit, Vcrit, sigma, r, alfa)
    tmp6 = I * BjerckPhi(V, T, 0, I, Vcrit, sigma, r, alfa)
    BjerckCall = tmp1 - tmp2 + tmp3 - tmp4 - tmp5 + tmp6
Else
    'Quando V>=V* o investimento deve ser executado imediatamente
    BjerckCall = V - I
End If
End If
Else
    'T<=0
    BjerckCall = V - I
End If
End Function
Public Function BjerckScrit(V, I, r, alfa, sigma, T)
If (T > 0) Then
    If (alfa < 0) Then
        'V value will decree in the future
        'optimal decision is inmmediate investment case V > I
        BjerckScrit = I
    Else
        Beta = (0.5 - alfa / (sigma * sigma)) + Sqr((alfa / (sigma * sigma) -
0.5) ^ 2 + 2 * r / (sigma * sigma)) 'eqn 5-37
        If Beta <= 1 Then
            MsgBox " BjerckScrit: Beta <=1 contraria suposição de Bjerksund"
            MsgBox "BjerckScrit Beta=" & Format(Beta, "0.0000")
        End If
        'Calculo de V*

```

```

'Eq 5-38
B_inf = (Beta / (Beta - 1)) * I
'Eq 5-39
B0 = (r / (r - alfa)) * I
If I > B0 Then
    B0 = I
End If
'Eq 5-40
H = -(alfa * T + 2 * sigma * Sqr(T)) * (I * I / ((B_inf - B0) * B0))
Vcrit = B0 + (B_inf - B0) * (1 - Exp(H))
BjerkScrit = B0 + (B_inf - B0) * (1 - Exp(H))
End If
Else
'T<=0
    BjerkScrit = I
End If
End Function

Public Function BjerkPhi(S, T, gamma, H, x, sigma, r, b)
'Eqn 5-45 a 5-48
    K = 2 * b / (sigma * sigma) + (2 * gamma - 1)
    lambda = -r + gamma * b + 0.5 * gamma * (gamma - 1) * (sigma * sigma)
    tmp1 = (Log(S / H) + (b + (gamma - 0.5) * (sigma * sigma)) * T) /
(sigma * Sqr(T))
    tmp2 = (Log(x ^ 2 / (S * H)) + (b + (gamma - 0.5) * (sigma * sigma)) *
T) / (sigma * Sqr(T))
    BjerkPhi = Exp(lambda * T) * S ^ gamma * (Application.NormSDist(-tmp1)
- ((x / S) ^ K) * Application.NormSDist(-tmp2))
End Function

Public Function BlackScholes(V, I, r, b, sigma, T, optiontype)
'optiontype 1=call -1=put
BlackScholes = optiontype * (V * Exp(-b * T) *
Application.NormSDist(optiontype * ((Log(V / I) + (r - b + 0.5 * sigma *
sigma) * T) / (sigma * Sqr(T)))) - I * Exp(-r * T) *
Application.NormSDist(optiontype * ((Log(V / I) + (r - b + 0.5 * sigma *
sigma) * T) / (sigma * Sqr(T)) - Application.Power((sigma * sigma * T),
0.5))))
End Function

```

## Anexo B

### Histórico de índices

Mês	IGP-M	IGP-DI	Ibovespa- Fech.mês	Ibovespa Retorno	Ibovespa Retorno Real	IEE Retorno	IEE Retorno Real
jan/00	1,24%	0,93%	16388	-4,11%	-4,99%	-6,41%	-7,27%
fev/00	0,35%	2,26%	17660	7,76%	5,38%	9,79%	7,36%
mar/00	0,15%	1,82%	17820	0,91%	-0,90%	2,33%	0,50%
abr/00	0,23%	0,69%	15537	-12,81%	-13,41%	-10,49%	-11,10%
mai/00	0,31%	0,37%	14956	-3,74%	-4,10%	0,33%	-0,05%
jun/00	0,85%	0,39%	16727	11,84%	11,41%	15,63%	15,18%
jul/00	1,57%	0,76%	16454	-1,63%	-2,37%	14,82%	13,95%
ago/00	2,39%	0,49%	17346	5,42%	4,91%	2,31%	1,81%
set/00	1,16%	0,34%	15928	-8,17%	-8,48%	-2,71%	-3,04%
out/00	0,38%	0,80%	14867	-6,66%	-7,40%	-6,25%	-7,00%
nov/00	0,29%	1,13%	13287	-10,63%	-11,62%	-5,19%	-6,25%
dez/00	0,63%	0,44%	15259	14,84%	14,34%	3,77%	3,31%
jan/01	0,62%	1,46%	17672	15,81%	14,15%	22,14%	20,39%
fev/01	0,23%	1,62%	15891	-10,08%	-11,51%	0,20%	-1,40%
mar/01	0,56%	0,90%	14438	-9,14%	-9,96%	-6,37%	-7,20%
abr/01	1,00%	0,38%	14917	3,32%	2,92%	-6,04%	-6,40%
mai/01	0,86%	1,45%	14649	-1,80%	-3,20%	-9,48%	-10,77%
jun/01	0,98%	0,76%	14559	-0,61%	-1,37%	9,71%	8,88%
jul/01	1,48%	0,18%	13754	-5,53%	-5,70%	-4,21%	-4,38%
ago/01	1,38%	0,19%	12840	-6,65%	-6,82%	0,38%	0,19%
set/01	0,31%	0,18%	10635	-17,17%	-17,32%	-21,77%	-21,91%
out/01	1,18%	0,11%	11364	6,85%	6,73%	13,51%	13,38%
nov/01	1,10%	0,70%	12931	13,79%	13,00%	9,28%	8,52%
dez/01	0,22%	1,11%	13577	5,00%	3,85%	6,11%	4,95%
jan/02	0,36%	1,74%	12721	-6,30%	-7,90%	1,62%	-0,11%
fev/02	0,06%	2,05%	14033	10,31%	8,10%	4,00%	1,91%
mar/02	0,09%	2,36%	13254	-5,55%	-7,73%	-1,51%	-3,79%
abr/02	0,56%	2,64%	13085	-1,28%	-3,82%	-2,88%	-5,38%
mai/02	0,83%	4,21%	12861	-1,71%	-5,69%	-6,87%	-10,64%
jun/02	1,54%	5,84%	11139	-13,39%	-18,17%	-8,28%	-13,34%
jul/02	1,95%	2,70%	9762	-12,36%	-14,66%	-13,84%	-16,11%
ago/02	2,32%	2,17%	10382	6,35%	4,09%	4,64%	2,41%
set/02	2,40%	1,59%	8622	-16,95%	-18,25%	-19,35%	-20,61%
out/02	3,87%	1,66%	10167	17,92%	16,00%	6,48%	4,74%
nov/02	5,19%	0,41%	10508	3,35%	2,93%	-1,78%	-2,18%
dez/02	3,75%	-0,67%	11268	7,23%	7,95%	10,48%	11,22%
jan/03	2,33%	-0,70%	10941	-2,90%	-2,22%	-5,26%	-4,60%
fev/03	2,28%	-0,20%	10280	-6,04%	-5,85%	-12,77%	-12,60%
mar/03	1,53%	0,62%	11273	9,66%	8,98%	7,09%	6,43%
abr/03	0,92%	1,05%	12556	11,38%	10,23%	20,51%	19,26%
mai/03	-0,26%	0,44%	13421	6,89%	6,42%	3,01%	2,56%
jun/03	-1,00%	0,48%	12972	-3,35%	-3,81%	-6,54%	-6,98%
jul/03	-0,42%	0,60%	13571	4,62%	3,99%	-0,49%	-1,09%
ago/03	0,38%	0,80%	15174	11,81%	10,92%	15,42%	14,50%
set/03	1,18%	1,08%	16010	5,51%	4,38%	15,87%	14,63%

out/03	0,38%	0,93%	17982	12,32%	11,28%	9,66%	8,65%
nov/03	0,49%	1,15%	20183	12,24%	10,97%	21,05%	19,67%
dez/03	0,61%	1,46%	22236	10,17%	8,58%	14,28%	12,63%
jan/04	0,88%	1,29%	21851	-1,73%	-2,98%	-1,05%	-2,31%
fev/04	0,69%	1,14%	21755	-0,44%	-1,56%	-10,88%	-11,88%
mar/04	1,13%	1,31%	22142	1,78%	0,46%	4,89%	3,54%
abr/04	1,21%	0,48%	19607	-11,45%	-11,88%	-8,71%	-9,15%
mai/04	1,31%	0,53%	19544	-0,32%	-0,85%	-5,85%	-6,35%
jun/04	1,38%	0,82%	21148	8,21%	7,32%	8,68%	7,79%
jul/04	1,31%	0,52%	22336	5,62%	5,07%	9,60%	9,04%
ago/04	1,22%	0,33%	22803	2,09%	1,75%	-1,33%	-1,66%
set/04	0,69%	0,40%	23245	1,94%	1,53%	6,57%	6,14%
out/04	0,39%	0,99%	23052	-0,83%	-1,80%	-1,37%	-2,34%
nov/04	0,82%	0,51%	25128	9,01%	8,46%	5,79%	5,26%
dez/04	0,74%	-0,25%	26196	4,25%	4,52%	1,67%	1,93%
jan/05	0,39%	-0,45%	23968	-8,51%	-8,09%	-6,26%	-5,84%
fev/05	0,30%	-0,40%	28139	17,40%	17,88%	13,94%	14,40%
mar/05	0,85%	-0,79%	26610	-5,43%	-4,68%	-3,73%	-2,97%
abr/05	0,86%	-0,13%	24843	-6,64%	-6,52%	3,37%	3,51%
mai/05	-0,22%	0,63%	25207	1,47%	0,83%	9,11%	8,42%
jun/05	-0,44%	0,33%	25051	-0,62%	-0,95%	-2,26%	-2,58%
jul/05	-0,34%	0,07%	26042	3,96%	3,89%	0,27%	0,20%
ago/05	-0,65%	0,72%	28044	7,69%	6,92%	2,70%	1,96%
set/05	-0,53%	-0,06%	31583	12,62%	12,68%	16,96%	17,03%
out/05	0,60%	-0,45%	30193	-4,40%	-3,97%	-2,18%	-1,74%
nov/05	0,40%	0,02%	31916	5,71%	5,68%	3,71%	3,68%
dez/05	-0,01%	0,38%	33455	4,82%	4,43%	3,17%	2,78%
jan/06	0,92%	0,67%	38382	14,73%	13,97%	12,56%	11,81%
fev/06	0,01%	0,17%	38610	0,59%	0,42%	12,53%	12,33%
mar/06	-0,23%	0,41%	37951	-1,71%	-2,11%	-3,42%	-3,81%
abr/06	-0,42%	0,24%	40363	6,36%	6,10%	2,02%	1,77%
mai/06	0,38%	0,81%	36530	-9,50%	-10,22%	-11,00%	-11,71%
jun/06	0,75%	0,57%	36630	0,27%	-0,29%	2,17%	1,59%
jul/06	0,18%	0,26%	37077	1,22%	0,95%	-0,25%	-0,51%
ago/06	0,37%	0,43%	36232	-2,28%	-2,69%	5,56%	5,11%
set/06	0,29%	0,23%	36449	0,60%	0,37%	0,87%	0,63%
out/06	0,47%	0,22%	39262	7,72%	7,48%	3,96%	3,73%
nov/06	0,75%	0,14%	41970	6,90%	6,75%	3,41%	3,27%
dez/06	0,32%	0,16%	44473	5,96%	5,80%	8,70%	8,53%
jan/07	0,50%	0,26%	44641	0,38%	0,12%	-0,07%	-0,33%
fev/07	0,27%	0,37%	43892	-1,68%	-2,04%	-1,53%	-1,90%
mar/07	0,34%	1,39%	45804	4,36%	2,92%	1,82%	0,42%
abr/07	0,04%	1,17%	48956	6,88%	5,65%	10,96%	9,68%
mai/07	0,04%	0,75%	52268	6,77%	5,97%	8,37%	7,57%
jun/07	0,26%	1,05%	54392	4,06%	2,98%	5,40%	4,30%
jul/07	0,28%	1,47%	54182	-0,39%	-1,83%	-3,96%	-5,36%
ago/07	0,98%	0,99%	54637	0,84%	-0,15%	-1,23%	-2,19%
set/07	1,29%	0,38%	60465	10,67%	10,25%	2,10%	1,71%
out/07	1,05%	0,70%	65317	8,02%	7,27%	4,08%	3,35%
nov/07	0,69%	1,12%	63006	-3,54%	-4,60%	-4,20%	-5,26%
dez/07	1,76%	1,88%	63886	1,40%	-0,47%	0,93%	-0,92%
jan/08	1,09%	1,89%	59490	-6,88%	-8,61%	-7,03%	-8,75%
fev/08	0,53%	1,12%	63489	6,72%	5,54%	8,56%	7,36%
mar/08	0,74%	-0,38%	60968	-3,97%	-3,60%	-3,48%	-3,11%
abr/08	0,69%	0,36%	67868	11,32%	10,91%	6,91%	6,52%

mai/08	1,61%	1,09%	72592	6,96%	5,81%	6,38%	5,23%
jun/08	1,98%	0,07%	65017	-10,44%	-10,50%	-0,04%	-0,11%
jul/08	1,76%	-0,44%	59505	-8,48%	-8,07%	0,01%	0,45%
ago/08	-0,32%	0,01%	55680	-6,43%	-6,44%	-8,79%	-8,80%
set/08	0,11%	-0,13%	49541	-11,03%	-10,91%	-6,24%	-6,12%
out/08	0,98%	-0,84%	37256	-24,80%	-24,16%	-12,30%	-11,56%
nov/08	0,38%	0,04%	36595	-1,77%	-1,82%	9,81%	9,76%
dez/08	-0,13%	0,18%	37550	2,61%	2,43%	-3,13%	-3,30%
jan/09	-0,44%	-0,32%	39300	4,66%	4,99%	-0,72%	-0,41%
fev/09	0,26%	-0,64%	38183	-2,84%	-2,21%	6,48%	7,17%
mar/09	-0,74%	0,09%	40925	7,18%	7,08%	3,52%	3,43%
abr/09	-0,15%	0,25%	47289	15,55%	15,27%	12,64%	12,36%
mai/09	-0,07%	-0,04%	53197	12,49%	12,54%	4,58%	4,62%
jun/09	-0,10%	0,07%	51465	-3,26%	-3,32%	3,69%	3,62%
jul/09	-0,43%	-0,11%	54765	6,41%	6,53%	2,63%	2,75%
ago/09	-0,36%	1,01%	56488	3,15%	2,12%	1,79%	0,78%
set/09	0,42%	1,09%	61517	8,90%	7,72%	4,58%	3,45%
out/09	0,05%	0,63%	61545	0,05%	-0,58%	-1,09%	-1,71%
nov/09	0,10%	0,72%	67044	8,93%	8,16%	3,47%	2,73%
dez/09	-0,26%	1,57%	68588	2,30%	0,72%	6,45%	4,81%
jan/10	0,63%	0,34%	65401	-4,65%	-4,97%	-0,09%	-0,43%
fev/10	1,18%	0,22%	66503	1,68%	1,46%	0,55%	0,33%
mar/10	0,94%	1,10%	70371	5,82%	4,66%	-0,89%	-1,97%
abr/10	0,77%	1,10%	67529	-4,04%	-5,08%	0,05%	-1,03%
mai/10	1,19%	1,03%	63046	-6,64%	-7,59%	-5,76%	-6,72%
jun/10	0,85%	1,58%	60935	-3,35%	-4,85%	5,44%	3,80%
jul/10	0,15%	0,38%	67515	10,80%	10,38%	3,28%	2,89%
ago/10	0,77%	0,98%	65145	-3,51%	-4,44%	3,49%	2,49%
set/10	1,15%	0,96%	69429	6,58%	5,57%	-0,94%	-1,88%
out/10	1,01%	0,61%	70673	1,79%	1,17%	3,83%	3,20%
nov/10	1,45%	0,50%	67705	-4,20%	-4,67%	0,77%	0,27%
dez/10	0,69%	0,01%	69304	2,36%	2,35%	2,12%	2,11%
jan/11	0,79%	-0,13%	66574	-3,94%	-3,81%	0,56%	0,69%
fev/11	1,00%	-0,05%	67383	1,22%	1,27%	2,67%	2,72%
mar/11	0,62%	0,61%	68586	1,79%	1,17%	6,28%	5,64%
abr/11	0,45%	0,75%	66132	-3,58%	-4,30%	-1,04%	-1,78%
mai/11	0,43%	0,40%	64620	-2,29%	-2,67%	0,72%	0,32%
jun/11	-0,18%	0,43%	62403	-3,43%	-3,84%	0,93%	0,50%
jul/11	-0,12%	-0,16%	58823	-5,74%	-5,59%	-2,03%	-1,87%
ago/11	0,44%	0,30%	56495	-3,96%	-4,24%	-4,30%	-4,59%
set/11	0,65%	0,07%	52324	-7,38%	-7,45%	-1,36%	-1,43%
out/11	0,53%	0,56%	58338	11,49%	10,88%	3,77%	3,19%
nov/11	0,50%	1,02%	55299	-5,21%	-6,16%	3,24%	2,20%
dez/11	-0,12%	0,91%	56754	2,63%	1,70%	9,47%	8,48%
jan/12	0,25%	0,69%	63072	11,13%	10,37%	-0,61%	-1,29%
fev/12	-0,06%	1,52%	65811	4,34%	2,78%	5,90%	4,32%
mar/12	0,43%	1,29%	64510	-1,98%	-3,23%	2,78%	1,47%
abr/12	0,85%	-4,29%	61820	-4,17%	0,12%	1,54%	6,09%
mai/12	1,02%	0,91%	54490	-11,86%	-12,65%	-5,84%	-6,69%
jun/12	0,66%	0,69%	54354	-0,25%	-0,93%	4,99%	4,27%
jul/12	1,34%	1,52%	56097	3,21%	1,67%	-1,91%	-3,37%
ago/12	1,43%	1,29%	57061	1,72%	0,42%	-5,57%	-6,78%

OBS - Retorno Real  $= (1 + \text{Retorno índice}) / (1 + \text{Retorno IGP=DI}) - 1$

## Anexo C

### Cálculo da volatilidade do projeto em tempo discreto

A seguir, a volatilidade do projeto apresentado no item 6.3 será calculada em tempo discreto, utilizando a abordagem de Brandão, Dyer e Hahn (2010). No caso base em tempo discreto são empregadas taxas de variação discretas. Estes valores estão sublinhados na tabela C.1.

Por exemplo:

$$\alpha_{discreto} = e^{0,281\%} - 1 = 0,2814\%$$

**Tabela C.1** Caso Base do Projeto em tempo discreto

SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	VALOR
<i>I</i>	Investimento ( R\$ )	12 .000.000
<i>T</i>	Tempo de vida econômica do projeto (Anos)	35
<i>Depr</i>	Taxa de depreciação linear	2,86%
<i>IR</i>	Taxa compreendendo imposto de renda e CSLL	34%
<i>μ</i>	WACC do projeto em tempo contínuo	12%
<i>μ<sub>discreto</sub></i>	WACC do projeto em tempo discreto	<u>12,75%</u>
<i>C</i>	OPEX (% do Investimento)	2%
<i>D</i>	Limite de capacidade da SE ( MVA)	25
<i>PF</i>	Fator de potência do projeto	0,93
<i>D̄</i>	Limite de capacidade de demanda da SE ( MW)= <i>D</i> · <i>PF</i>	23,28
<i>D<sub>0</sub></i>	Demanda adicional no ano 0 (MW)	1,25
<i>α<sub>D</sub></i>	Taxa de crescimento da demanda	2,05
<i>T̄</i>	Tempo para atingir o limite de capacidade da SE (anos )	10,76
<i>LF</i>	Fator de carga do projeto	0,52
<i>DL</i>	Perdas técnicas anuais	8%
<i>P<sub>0</sub></i>	Preço médio do serviço de distribuição no ano 0 (R\$/MWh)	66,88
<i>α</i>	Taxa de variação do preço do serviço em tempo contínuo	0,2810
<i>α<sub>discreto</sub></i>	Taxa de variação do preço do serviço em tempo contínuo	<u>0,2814%</u>
<i>r<sub>discreto</sub></i>	Taxa livre de risco em tempo discreto	<u>3,34%</u>
<i>r<sub>f</sub></i>	Taxa livre de risco em tempo contínuo = $\ln(1 + r_d)$	3,29%
<i>ρ<sub>p, m</sub></i>	Correlação entre os retornos do índice IEE e da BM&F BOVESPA	0,7420
<i>μ<sub>m</sub></i>	Retorno médio anual do Ibovespa	6,05%
<i>σ<sub>m</sub></i>	Volatilidade dos retornos da BM&F BOVESPA	0,27

\* US\$1 = R\$2,31

**Tabela C.2** Resultados do Fluxo de Caixa Descontado

<i>VP<sub>0</sub></i>	R\$20.801.011,21
<i>VP<sub>1</sub></i>	R\$22.843.742,38
VPL	R\$8.801.011,21
TIR	18,86%

Tabela C.3 Fluxo de Caixa Descontado do caso base

t	Energia	P	Faturamento Adicional	Custos	FC Oper antes IR	Depreciação	I. R.	FC depois IR
0	9.987.879	66,88	351.228,66	(240.000,00)	-	-	-	(12.000.000,00)
1	10406821	67,07	928.203,11	(240.000,00)	688.203,11	342.857,14	(117.417,63)	570.785,48
2	10843336	67,26	1.508.421,59	(240.000,00)	1.268.421,59	(342.857,14)	(314.691,91)	953.729,68
3	11298161	67,45	2.091.897,79	(240.000,00)	1.851.897,79	(342.857,14)	(513.073,82)	1.338.823,97
4	11772063	67,64	2.678.645,45	(240.000,00)	2.438.645,45	(342.857,14)	(712.568,03)	1.726.077,43
5	12265843	67,83	3.268.678,36	(240.000,00)	3.028.678,36	(342.857,14)	(913.179,21)	2.115.499,15
6	12780335	68,02	3.862.010,36	(240.000,00)	3.622.010,36	(342.857,14)	(1.114.912,10)	2.507.098,27
7	13316407	68,21	4.458.655,35	(240.000,00)	4.218.655,35	(342.857,14)	(1.317.771,39)	2.900.883,96
8	13874965	68,40	5.058.627,27	(240.000,00)	4.818.627,27	(342.857,14)	(1.521.761,84)	3.296.865,42
9	14456952	68,60	5.661.940,11	(240.000,00)	5.421.940,11	(342.857,14)	(1.726.888,21)	3.695.051,90
10	15063350	68,79	6.715.256,35	(240.000,00)	6.475.256,35	(342.857,14)	(2.085.015,73)	4.390.240,62
11	15695183	68,98	6.734.150,76	(240.000,00)	6.494.150,76	(342.857,14)	(2.091.439,83)	4.402.710,93
12	16353519	69,18	6.753.098,33	(240.000,00)	6.513.098,33	(342.857,14)	(2.097.882,00)	4.415.216,33
13	17039468	69,37	6.772.099,21	(240.000,00)	6.532.099,21	(342.857,14)	(2.104.342,30)	4.427.756,91
14	17754190	69,57	6.791.153,56	(240.000,00)	6.551.153,56	(342.857,14)	(2.110.820,78)	4.440.332,78
15	18498891	69,76	6.810.261,51	(240.000,00)	6.570.261,51	(342.857,14)	(2.117.317,49)	4.452.944,03
16	19274829	69,96	6.829.423,23	(240.000,00)	6.589.423,23	(342.857,14)	(2.123.832,47)	4.465.590,76
17	20083313	70,16	6.848.638,87	(240.000,00)	6.608.638,87	(342.857,14)	(2.130.365,79)	4.478.273,08
18	20925709	70,35	6.867.908,56	(240.000,00)	6.627.908,56	(342.857,14)	(2.136.917,48)	4.490.991,08
19	21803440	70,55	6.887.232,48	(240.000,00)	6.647.232,48	(342.857,14)	(2.143.487,62)	4.503.744,87
20	22717987	70,75	6.906.610,77	(240.000,00)	6.666.610,77	(342.857,14)	(2.150.076,23)	4.516.534,54
21	23670895	70,95	6.926.043,58	(240.000,00)	6.686.043,58	(342.857,14)	(2.156.683,39)	4.529.360,19
22	24663773	71,15	6.945.531,07	(240.000,00)	6.705.531,07	(342.857,14)	(2.163.309,14)	4.542.221,94
23	25698296	71,35	6.965.073,39	(240.000,00)	6.725.073,39	(342.857,14)	(2.169.953,53)	4.555.119,87
24	26776214	71,55	6.984.670,70	(240.000,00)	6.744.670,70	(342.857,14)	(2.176.616,61)	4.568.054,09
25	27899344	71,75	7.004.323,15	(240.000,00)	6.764.323,15	(342.857,14)	(2.183.298,44)	4.581.024,71
26	29069584	71,95	7.024.030,89	(240.000,00)	6.784.030,89	(342.857,14)	(2.189.999,07)	4.594.031,81
27	30288911	72,16	7.043.794,08	(240.000,00)	6.803.794,08	(342.857,14)	(2.196.718,56)	4.607.075,52
28	31559381	72,36	7.063.612,88	(240.000,00)	6.823.612,88	(342.857,14)	(2.203.456,95)	4.620.155,93
29	32883142	72,56	7.083.487,44	(240.000,00)	6.843.487,44	(342.857,14)	(2.210.214,30)	4.633.273,14
30	34262428	72,77	7.103.417,92	(240.000,00)	6.863.417,92	(342.857,14)	(2.216.990,67)	4.646.427,26
31	35699569	72,97	7.123.404,48	(240.000,00)	6.883.404,48	(342.857,14)	(2.223.786,10)	4.659.618,39
32	37196990	73,18	7.143.447,28	(240.000,00)	6.903.447,28	(342.857,14)	(2.230.600,65)	4.672.846,63
33	38757221	73,38	7.163.546,47	(240.000,00)	6.923.546,47	(342.857,14)	(2.237.434,37)	4.686.112,10
34	40382896	73,59	7.183.702,21	(240.000,00)	6.943.702,21	(342.857,14)	(2.244.287,32)	4.699.414,89
35	42076760	73,80	7.203.914,66	(240.000,00)	6.963.914,66	(342.857,14)	(2.251.159,56)	4.712.755,10

Segundo Copeland e Antikarov (2002) a volatilidade do projeto pode ser estimada por simulação de Monte Carlo calculando o desvio padrão do retorno de  $z$ , o valor do projeto entre os tempos 0 e 1.

O retorno do valor do projeto entre os tempos 0 e 1, é obtido conforme a equação (C.1).

$$\tilde{z} = \ln\left(\frac{\tilde{V}P_1 + FC_1}{VP_0}\right) \quad \text{onde } VP_1 = \sum_{t=2}^T \frac{FC_t}{(1+WACC)^{t-1}} \quad (C.1)$$

Conforme a abordagem de Brandão, Dyer e Hahn (2010), para a simulação o valor do preço do serviço de distribuição do período 1 incerta é calculado como

$$P_1 = P_0 e^z \quad (C.2)$$

Para  $t > 2$

$$P_t = P_{t-1} (1 + \alpha_{discreto}) \quad (C.3)$$

Na simulação, o valor do projeto no tempo 1 é variado e o valor presente de operação do projeto obtido no caso base ( $VP_0$ ) é uma constante e vale R\$20.801.011,21, conforme indicado na Tabela C.1.  $VP_1$  depende da variável aleatória preço do serviço de distribuição ( $P_1$ ), que segue um movimento geométrico Browniano (MGB) com parâmetros calculados no item 6.3,  $\sigma_p = 0,16888$ ,  $\alpha_{p\text{modificado}} = (\alpha - \lambda\sigma_p) - \sigma_p^2 = -2,381\%$ , e em tempo discreto,  $\alpha_p = -2,35\%$ .

Usando o software Crystall Ball®, foi criada uma *assumption* representada por uma distribuição normal com média  $\alpha_p = -0,02$  e desvio padrão  $\sigma_p = 0,17$ . Os resultados da simulação estão ilustrados na Figura C.1 e o desvio padrão de 17,84% é a volatilidade do projeto.

Statistic	Value
Trials	5.000
Mean	8,93%
Median	8,89%
Mode	---
Standard Deviation	17,84%
Variance	3,18%
Skewness	0,03
Kurtosis	3,01
Coeff. of Variability	2,00
Range Minimum	-49,66%
Range Maximum	76,33%
Range Width	126,00%
Mean Std. Error	0,25%

Figura C.3 Resultado da simulação